

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Специализация Электроснабжение промышленных предприятий

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

Электроснабжение механического завода с детальной разработкой штамповочного цеха

УДК 658.26

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А7Д	Штайгер Дарья Глебовна		

Руководитель ВКР/ консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Плотников И.А.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Клемашева Е.И.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шестакова В.В.	К.Т.Н.		

Планируемые результаты обучения по ООП «Электроэнергетика»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области <i>электроэнергетики и электротехники</i>	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P2	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P5	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P6	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P7	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа <i>электрических устройств, объектов и систем</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 40.011, Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам
P8	Уметь формулировать задачи в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> , анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 40.011, Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам
P9	Уметь проектировать <i>электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 40.011, Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P10	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния <i>электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники</i> , интерпретировать данные и делать выводы.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 16.020, Специалист по эксплуатации воздушных и кабельных муниципальных линий электропередачи; 16.019, Специалист по эксплуатации трансформаторных подстанций и распределительных пунктов;
P11	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области <i>электроэнергетики и электротехники</i> .	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 16.020, Специалист по эксплуатации воздушных и кабельных муниципальных линий электропередачи; 16.019, Специалист по эксплуатации трансформаторных подстанций и распределительных пунктов; 40.011, Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам
P12	Иметь практические знания принципов и технологий <i>электроэнергетической и электротехнической</i> отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях.	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, <i>CDIO Syllabus</i> , АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , требования профессиональных стандартов 16.020, Специалист по эксплуатации воздушных и кабельных муниципальных линий электропередачи; 16.019, Специалист по эксплуатации трансформаторных подстанций и распределительных пунктов;

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ В.В. Шестакова

«___» _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А7Д	Штайгер Дарья Глебовна

Тема работы:

Электроснабжение механического завода с детальной разработкой штамповочного цеха	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	29.01.2021, №29-56/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	27.05.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. Д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. Д.).</i></p>	<p>Объектом исследования является штамповочный цех механического завода.</p> <p>В качестве исходных данных представлены:</p> <ul style="list-style-type: none"> - генеральный план завода; сведения об электрических нагрузках отдельных цехов. - генеральный план цеха ; сведения об электрических нагрузках по отдельным электроприемникам.
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о объекте электроснабжения. 2. Определение расчетной электрической нагрузки штамповочного цеха. 3. Определение расчетной электрической нагрузки завода. 4. Построение картограммы электрических нагрузок и определение условного центра электрических нагрузок, зоны рассеяния условного центра электрических нагрузок. 5. Выбор числа, мощности цеховых трансформаторов. 6. Распределение компенсирующих устройств. 7. Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП. 8. Выбор и проверка проводников, питающих линии

	ГПП. 9. Расчет потерь в цеховых трансформаторах. 10. Выбор и проверка проводников внутризаводской сети 10 кВ. 11. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В. Проверка проводников по термической стойкости. 12. Выбор и проверка проводников внутризаводской сети 0,4 кВ. 13. Разработка схемы внутризаводской сети электроснабжения. Разработка схемы ГПП. 14. Выбор и проверка высоковольтного оборудования. 15. Разработка принципиальной схемы силовой сети. 16. Распределение электроприемников цеха по узлам питания. Определение расчетной электрической нагрузки цеха по узлам питания. 17. Выбор защитных аппаратов и проводников внутрицеховой сети. 18. Оценка установившегося отклонения напряжения. Построение эпюры отклонения напряжения. 19. Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В. Построение карты селективности действия аппаратов защиты.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Генплан завода с внутризаводской системой электроснабжения и картограмма электрических нагрузок. 2. Схема электрическая принципиальная выше 1000 В. 3. Схема электроснабжения штамповочного цеха. 4. Однолинейная схема ТП штамповочного цеха. 5. Однолинейная схема ПР штамповочного цеха. 6. Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности действия аппаратов защиты.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Клемашева Елена Игоревна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.02.2021
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Плотников И.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А7Д	Штайгер Д.Г.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5А7Д	Штайгер Дарья Глебовна

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Оклады: инженер – 17000 руб; руководитель – 31000 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Премимальный коэффициент 30%; Коэффициент доплат и надбавок 15%; Коэффициент дополнительной заработной платы 13%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Анализ потенциальных потребителей 2. Анализ конкурентных технических решений 3. Оценка решения по технологии QuaD 4. SWOT-анализ проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	1. Определение структуры НИ 2. Определение трудоёмкости работ 3. Разработка графика проведения НИ 4. Определение бюджета НИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1. Оценка ресурсоэффективности проекта с помощью интегрального показателя

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. График проведения НИ 2. Диаграмма бюджета НИ
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А7Д	Штайгер Дарья Глебовна		

Реферат

Данная выпускная квалификационная работа содержит 168 страницу, 22 рисунок, 68 таблиц, 45 источника и 6 приложения.

Ключевые слова: система электроснабжения, расчетная нагрузка, картограмма нагрузок, выбор трансформаторов, компенсация реактивной мощности, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка аппаратов защиты, кабельные линии, менеджмент, социальная ответственность.

Объектом исследования в данной работе является штамповочный цех механического завода и сам завод.

Цель ВКР – проектирование системы электроснабжения механического завода с детальной проработкой штамповочного цеха, включающую обоснование и все необходимые проверки в ходе выбора оборудования; оценка ресурсоэффективности и рассмотрение вопросов социальной ответственности.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были выполнены расчеты электрических нагрузок завода и штамповочного цеха; было выбрано основное электротехническое оборудование завода, произведена его проверка при основных режимах работы; произведен выбор аппаратов защиты; была проверена сеть на потерю напряжения, построена эпюра отклонения напряжения и построена карта селективности срабатывания автоматических выключателей.

В результате была спроектирована система электроснабжения завода, определена ее экономическая целесообразность, подсчитаны все затраты и представлена безопасность для окружающей среды.

Область применения: результаты данной работы могут быть использованы для проектирования строящихся систем электроснабжения промышленных предприятий, реконструкции действующих систем или же оценки эффективности уже эксплуатируемых систем.

Сокращения

ПКР – повторно-кратковременный режим;

ЭП – электроприемник;

ГПП – главная понизительная подстанции 110/10 кВ;

ВН – высокое напряжение;

ЦЭН – центр электрических нагрузок;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция 10 кВ;

РП – распределительный пункт 10 кВ;

КУ – конденсаторная установка;

НН – низкое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия электропередач;

ВЛ – воздушная линия электропередач;

ЭЭС – электроэнергетическая система;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство.

Оглавление

Реферат	10
Сокращения	11
Введение	15
1 Общие сведения об объекте электроснабжения	16
1.1 Роль предприятия в хозяйственной деятельности	16
1.2 Технологический процесс	17
1.3 Инженерные изыскания	19
1.3.1 Инженерные изыскания по географическим и геологическим условиям местности	19
1.3.2 Инженерные изыскания по климатическим условиям местности	20
1.4 Особенности электроснабжения предприятия	21
1.5 Исходные данные	21
2 Электроснабжение объектов на территории предприятия	28
2.1 Предварительная оценка электрических нагрузок производственных помещений	28
2.2 Расчет электрических нагрузок предприятия	33
2.3 Картограмма электрических нагрузок	38
2.4 Распределение источников питания по территории предприятия	43
2.5 Разработка линий электроснабжения выше 1000 В по территории предприятия	55
2.6 Разработка линий электроснабжения до 1000 В по территории предприятия	64
2.7 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	68
3. Внешнее электроснабжение предприятия	73
3.1 Разработка схемы внешнего электроснабжения	73
3.2 Выбор силового оборудования	75
3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей	75
3.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	78
3.2.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	80
3.2.4 Выбор ограничителей перенапряжения и заземлителей	82
3.2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд	82
3.2.6 Выбор плавких предохранителей	83
3.3 Разработка схемы закрытого распределительного устройства	83

4. Электроснабжение промышленных потребителей в здании штамповочного цеха	86
4.1 Распределение электроприёмников цеха по пунктам питания	86
4.2 Расчет электрических нагрузок производственного помещения	88
4.3 Выбор защитных аппаратов и проводников.....	95
4.4 Оценка установившегося отклонения напряжений	105
4.5 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В.....	110
4.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	113
4.7 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ.....	114
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	118
5.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	118
5.1.1 Анализ потенциальных потребителей	118
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений	120
5.1.3 Технология QuaD	121
5.1.4 SWOT – анализ.....	123
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	127
5.2.1 Структура работы в рамках научного исследования	127
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	129
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	129
5.2.4 Бюджет научно-технического исследования	134
5.3 Оценка ресурсоэффективности проекта	139
6. Социальная ответственность	142
Введение	142
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	142
6.2 Производственная безопасность	144
6.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	145
6.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего.....	150
6.3 Экологическая безопасность	151
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	153
Выводы по разделу	154
Заключение	156

Список использованных источников	158
Приложение А – Комплект конструкторской документации	162

Введение

Стратегическими целями развития электроэнергетики являются обеспечение энергетической безопасности страны и регионов; удовлетворение потребностей экономики и населения страны в электрической энергии по доступным конкурентоспособным ценам; обеспечение надежности и безопасности работы системы электроснабжения в нормальных и чрезвычайных ситуациях.

Целью работы является проектирование системы электроснабжения механического завода, используя при проектировании данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании штамповочного цеха, сделать выводы.

Проектирование осуществляется в соответствии с инженерными изысканиями и особенностями завода, аналогичного механическому заводу ООО «Опытно-механический завод» г. Оренбург.

Данная работа предоставляет возможность систематизировать, расширить и закрепить теоретические знания, которые получены в результате обучения.

Данное предприятие включает в себя нагрузки II и III категории по степени надежности электроснабжения. В работе были учтены требования, которые предъявляются к системам электроснабжения: надежность, экономичность, система электроснабжения должна быть удобной, простой и безопасной для эксплуатации. Для выполнения данных требований необходимо на этапе проектирования создать оптимальную систему электроснабжения.

1 Общие сведения об объекте электроснабжения

1.1 Роль предприятия в хозяйственной деятельности

Основной задачей завода является обеспечение необходимой продукцией предприятий Оренбургской местной промышленности.

В основном завод будет заниматься производством и поставкой нефтегазового оборудования во все регионы РФ и зарубежные страны.

Направления деятельности:

- изготовление арматуры, соединительных деталей, фланцев, отводов и крепежных изделий для нефтяной и газовой промышленности;
- изготовление деталей для запорной и фонтанной арматуры;
- изготовление деталей для локомотивных и вагонных депо.

Нефтегазовая отрасль – ключевая отрасль для российской экономики, которая в значительной степени формирует бюджет страны.

Почти все отрасли промышленности, в особенности энергетика, сельское хозяйство, транспорт, применяют продукты переработки нефти и газа, что дает право считать их основными природными энергоносителями. Из нефти и газа вырабатываются множество известных продуктов потребления: топливо, строительные материалы, моторные масла, пластмасса, синтетические волокна, каучуки, лаки, краски, минеральные удобрения, а также моющие средства, лекарства и многое другое.

Так как были введены западные санкции накупаемую Россией за рубежом технику, которая используется для разведки и добычи на шельфе, в Арктике и на сланцевых месторождениях, под запрет попало 68% поставок импортной высокотехнологичной продукции, используемой при освоении трудноизвлекаемых запасов.

Зависимость нефтегазового комплекса от импорта дошла до критической черты, в марте 2015 года в Минпромторге России был утверждён пятилетний план мероприятий по импортозамещению в нефтегазовом машиностроении. В этом плане задача поставлена не избавиться от импорта, а создать условия для последовательного возрождения отечественной машиностроительной

отрасли. Таким образом, начался процесс замещения импорта продукцией собственного производства.

Через пять лет, в 2020 году, по данным Минпромторга, каждая вторая единица нефтегазового оборудования на российском рынке стала производиться в РФ. Таким образом, был запущен процесс импортозамещения в отрасли и доля импорта РФ нефтегазового оборудования в 2019 году, по данным ведомства, составила 45%, а в 2020 году снизилась до 43%.

Рынок нефтегазового оборудования в России характеризуется высокой устойчивостью к экономическим кризисам. При этом он по-прежнему сохраняет достаточно сильную зависимость от импорта. Потребность в заводах, производящих нефтегазовое оборудование, достаточно высокая.

1.2 Технологический процесс

Завод имеет множество цехов, которые позволяют производить продукцию от и до, а также проверять качество изготовления перед поставкой на рынок. На заводе имеются: площадки хранения материалов и изделий, цех металлообработки, сварки, зуборезный, кузнечно-прессовый участок, трубогибочный участок, сборочные цеха, контрольные участки с испытательными стендами.

На завод будут приглашены высококвалифицированные токари, фрезеровщики, слесари механосборочных работ. Большое внимания при производстве уделяется качеству выпускаемой продукции – необходим отдел технического контроля. Наличие конструкторского отдела, высококвалифицированных специалистов на всех участках производства, контрольных участков на выходе изделия позволяет обеспечить высокое качество продукции.

Заводу необходимы крупные поставщики металла такие, как "Носта", "Омутнинский металлургический завод", "Сталепромышленная компания" и др. Упор сделан на развитие точной механики - производство штампов, пресс-форм, приборов КИП, гидроузлов с высокой точностью, производства соединительных деталей к трубопроводам (работающих также и в агрессивной среде).

Производственный процесс разделяется на следующие этапы:

- 1) изготовление заготовок деталей - литье, ковка, штамповка;
- 2) обработка заготовок на металлорежущих станках для получения деталей с окончательными размерами и формами;
- 3) сборка узлов и механизмов, т. е. соединение отдельных деталей в сборочные единицы и агрегаты.

Штамповка металла – это технологическая операция, задачей которой является изменение формы и размеров заготовки. Изменения происходят под действием давления. Штамповка имеет высокую производительность, поэтому ее широко используют в различных отраслях промышленности. В серийном производстве активно применяется листовая штамповка, с ее помощью обрабатывают металл, пластик и другие материалы. Наиболее новым методом является холодная штамповка, как следует из названия, это производственные операции без предварительного нагрева заготовки. Она имеет ряд преимуществ, так как позволяет повысить прочность и чистоту поверхности изделия. В штамповочном цехе происходит изготовление изделий давлением при помощи штампов, т. е. металлических форм, очертания и форма которых соответствует очертанию и форме изделий. В связи с этим штамповочный цех в своём составе имеет машину литья, электропечь, пресс, электромолот, кантователь.

Механическая обработка включает в себя обработку поверхностей деталей. Для этого используют различные сверла, резцы, шлифовальные диски. Металлические заготовки всегда подвергают обработке, для этого в установленном порядке применяют металлорежущие станки.

Разновидность механической обработки можно классифицировать в соответствии с характером выполняемых работ и видом режущих инструментов:

- *Точение.* Обработка резанием наружных и внутренних поверхностей вращения, применяется к элементам цилиндрической, спиралевидной или винтовой формы.

- *Фрезерование.* Механическая обработка металла, которая заключается в оказании режущего воздействия. Основным используемым инструментом является фреза, совершающая движения в продольном направлении.
- *Сверление.* Для проведения подобных операций используются сверлильные станки.
- *Долбление* – Вид механической обработки, при которой основной инструмент, совершает возвратно-поступательные движения. Эта технология подходит для обработки фасонных или плоских поверхностей любых металлов.
- *Шлифование.* Проводится в конце обработки деталей для выравнивания поверхностей.

Механический цех предназначен для выполнения станочных работ по разрезке, токарной, фрезерной, шлифовальной обработке деталей, подлежащих изготовлению и обработке. В связи с этим механический цех в своём составе имеет участок восстановления деталей с оборудованием, необходимым для этих целей; участок по изготовлению деталей и запасных частей; участок общих ремонтных работ; слесарный участок; склад металла и заготовок.

Последним этапом производства считается сборка. В сборочном цехе производят сборку изделия из отдельных деталей, если это необходимо. Так же там осуществляют покраску, упаковку. Технология сборки предусматривает соединение и обеспечение правильного взаиморасположения и взаимодействия деталей и сборочных единиц. Качество сборочных работ значительно влияет на эксплуатационные качества машины, на ее надежность и долговечность.

1.3 Инженерные изыскания

1.3.1 Инженерные изыскания по географическим и геологическим условиям местности

Оренбург расположен в Южном Предуралье, на реке Урал, близ впадения в неё реки Сакмары. Оренбург находится в 1475 км к юго-востоку от Москвы. Город расположен: 51°47' северной широты, 55°07' восточной долготы.

Оренбург находится в часовой зоне МСК+2. Смещение применяемого времени относительно UTC составляет +5:00. В соответствии с применяемым временем и географической долготой средний солнечный полдень в Оренбурге наступает в 13:20.

Тип местности: степь. Высота над уровнем Балтийского моря: 107 метров.

Большая часть территории Оренбургской области занята карбонатными разновидностями всех типов черноземов и темно-каштановых почв.

Территория Оренбургской области подвергается слабым колебаниям земной поверхности, вызванным сейсмическими волнами от далеких землетрясений, регистрируемых сейсмическими станциями России. [1]

1.3.2 Инженерные изыскания по климатическим условиям местности

Климат Оренбурга умеренно континентальный переходящий в резко континентальный. Колебания температуры между зимним и летним периодом объясняются отсутствием вблизи моря. Территория города и области подвержена летним антициклонам, что приходят со Средиземного моря с теплом и небольшим количеством влаги, их подбавляют накалившиеся воздушные массы из близкого Казахстана, поэтому Оренбургу летом достаётся знойная, сухая погода.

Небольшие хребты и возвышенности Оренбургской области хоть и влияют на некоторые воздушные массы, задерживая их силу, но ветра из Северного Ледовитого океана легко охлаждают воздух, а нередко приносят и суровые 40-градусные морозы.

Температура воздуха наиболее холодных суток -37 °С. Абсолютная минимальная температура воздуха -43 °С. Абсолютная максимальная температура воздуха +42 °С. Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца +28,5 °С. Среднегодовая температура +4 °С [2].

Количество осадков за ноябрь – март 143 мм. Количество осадков за апрель – октябрь 250 мм. Преобладающее направление ветра за декабрь - февраль: В. Преобладающее направление ветра за июнь - август: С [2]. Город относится к III зоне по ветровому давлению [3].

Суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе: 126-882 МДж/м². Суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на вертикальную поверхность при безоблачном небе: 95-598 МДж/м² [2].

Город относится ко IV зоне по гололеду, характеризующейся нормативной толщиной стенки гололеда 25 мм [3].

1.4 Особенности электроснабжения предприятия

Проектируемый объект относится к II категории по надежности электроснабжения.

Питание объекта будет осуществляться от одной из действующих подстанций либо напрямую от электростанции, в зависимости от установленной мощности предприятия и напряжения питающих линий, значение которых будет определено дальнейшими расчетами.

В соответствии с категорией объекта, питание будет осуществляться по двухцепной линии электропередачи [3].

Необходимо также выделить цеха по категориям надежности электроснабжения. Ко второй категории относятся объекты, перебои в снабжении электроэнергией которых могут привести к недоотпуску продукции, массовому простою рабочих. Таким образом, корпуса, в которых производятся компоненты, а также осуществляется сборка продукции отнесем ко II категории. Остальные же цеха, не участвующие в технологическом процессе, относятся к III категории надежности. Также стоит выделить станцию противопожарного водоснабжения, которая относится к I категории надежности.

Еще одним важным фактором является характер среды в цехе. Опираясь на рассмотренный производственный процесс, можно сделать вывод, что штамповочный цех относится к помещениям с нормальной средой.

1.5 Исходные данные

Исходными данными к проектированию являются:

1. Генеральный план предприятия (рисунок 1.1);

2. Сведения об электрических нагрузках, характеристика среды производственных помещений, характеристика потребителей электроэнергии (таблица 1.1);
3. План рассматриваемого цеха (рисунок 1.2);
4. Сведения об электрических нагрузках цеха (таблица 1.2);
5. Длина питающей линии (таблица 1.1).

Генплан позволяет определить размеры цехов и длины будущих кабельных линий, а также место их прокладки и место расположения трансформаторных подстанций.

План цеха аналогично позволяет определить оптимальное расположение пунктов питания электроприемников и трасс распределительной и питающей сети.

Сведения об электрических нагрузках дают возможность определить расчетные мощности цехов, выбрать сечения линий и оборудование.

Таблица 1.1 – Ведомость электрических нагрузок предприятия

№	Потребитель	Категория	Напряжение, кВ	Среда	Установленная мощность, кВт
1	Сборочный цех	II	0,38	нормальная	750
2	Бытовые помещения	III	0,38	нормальная	200
3	Заводоуправление	III	0,38	нормальная	260
4	Механический цех	II	0,38	пыльная	820
5	Опытно-экспериментальный цех	III	0,38	нормальная	650
6	Цех сварки биметаллов	II	0,38	жаркая	400
7	Цех новых материалов	II	0,38	жаркая	600
8	Блок складов	III	0,38	нормальная	120
9	Открытый склад	III	0,38	нормальная	40
10	Автокомпрессорная станция	II	10 (СД) 0,38	нормальная	1800 900
11	Штамповочный цех	II	0,38	нормальная	-
12	Очистные сооружения	II	0,38	влажная	2100

Продолжение таблицы 1.1

13	Насосная станция оборотного водоснабжения	I	0,38	влажная	720
14	Станция противопожарного водоснабжения	I	0,38	нормальная	500
15	Ремонтно- механический цех	III	0,38	нормальная	550
16	Градирня 1	I	0,38	влажная	360
17	Градирня 2	I	0,38	влажная	560
18	Столовая	II	0,38	нормальная	80
Источник питания удален на $L = 5$ км					

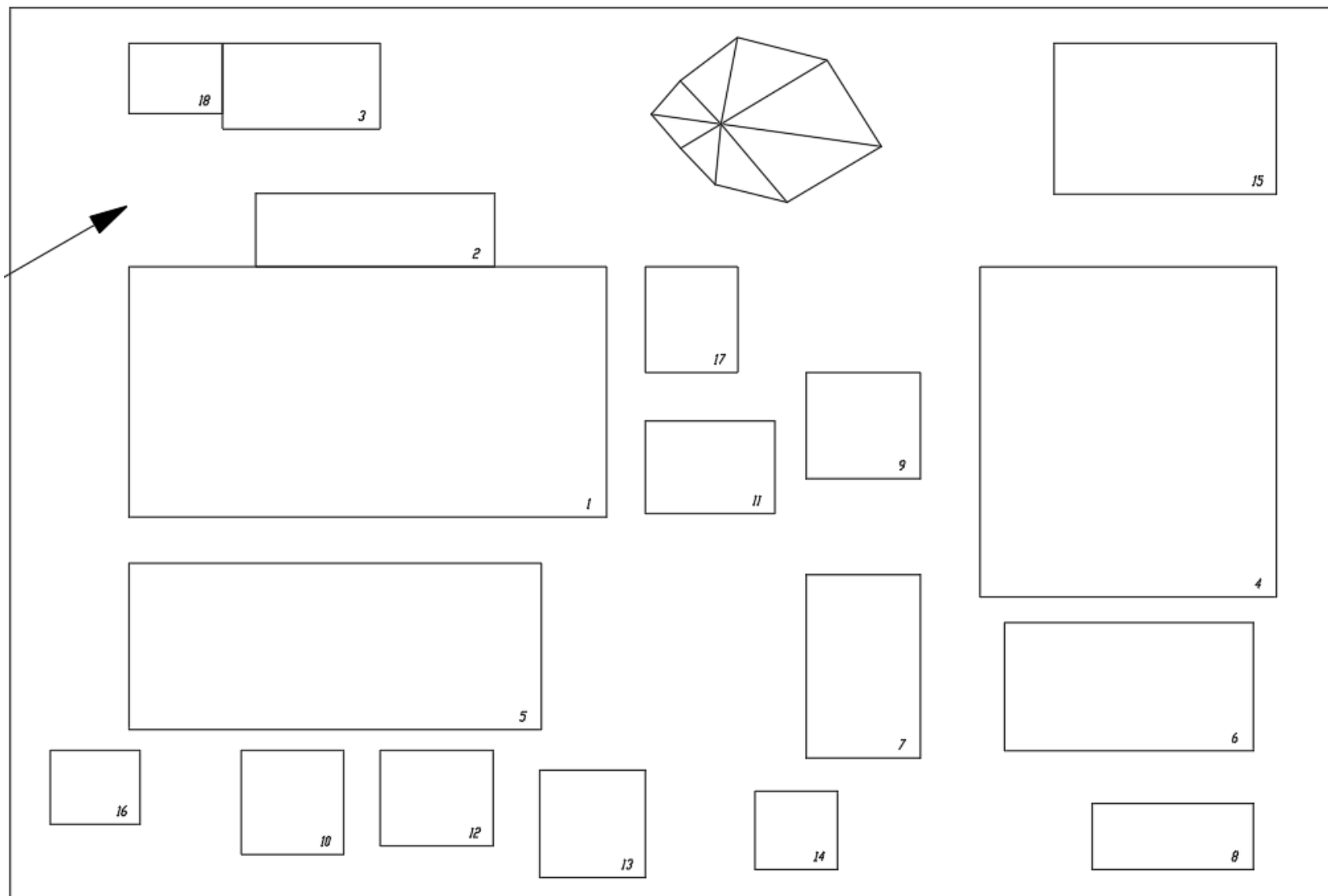


Рисунок 1.1 – Генеральный план предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках штамповочного цеха

Поз.	Наименование	$P_{\text{пасп, кВт}}$	$k_{\text{исп}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
1, 2	Кран-балка ПВ = 40%	10	0,1	0,50	1,73
3-5	Печь тупиковая	7	0,8	0,95	0,33
6, 7	Камера окрасочная	65	0,7	0,85	0,62
8	Электропечь	21	0,8	0,95	0,33
9	Пресс	26	0,25	0,65	1,17
10	Кузнечный горн	12	0,8	0,95	0,33
11, 12	Электромолот	8	0,24	0,65	1,17
13	Электропечь	18	0,8	0,95	0,33
14-20, 42, 43	Пресс	13	0,25	0,65	1,17
21, 22	Заточный станок	5	0,17	0,65	1,17
23, 28	Установка шихтовки	50	0,75	0,95	0,33
24	Вертикально-сверлильный станок	8	0,17	0,65	1,17
25, 26	Токарный станок	10	0,17	0,65	1,17
27	Фрезерный станок	22	0,17	0,65	1,17
29-36	Пресс калибровочный	16	0,25	0,65	1,17
37-39	Пресс-автомат	13	0,25	0,65	1,17
40	Кран-балка ПВ = 40%	80	0,1	0,50	1,73
41, 44, 45	Разборочная машина	60	0,12	0,50	1,73
46, 56- 61	Пресс-автомат	11	0,25	0,65	1,17
47-51	Машина литья	15	0,3	0,60	1,33

Продолжение таблицы 1.2

52-56	Печь плавно- раздаточная	10	0,8	0,95	0,33
62-68	Пресс	40	0,25	0,65	1,17
69	Кран-балка ПВ = 25%	4	0,06	0,50	1,73
70-73, 77-80	Машина литья	50	0,3	0,60	1,33
74-76, 87, 81- 84, 88	Печь плавно- раздаточная	20	0,8	0,95	0,33
85, 86	Машина литья	3	0,3	0,60	1,33
89, 90	Галтовочный барабан	30	0,24	0,65	1,17
91	Обдирочный станок	7	0,17	0,65	1,17
92	Сверлильный станок	30	0,17	0,65	1,17
93	Печь плавно- раздаточная	15	0,8	0,95	0,33
94	Кантователь	16	0,3	0,60	1,33
95	Виброустановка	50	0,8	0,60	1,33
96	Гидронасос	30	0,8	0,85	0,62
97	Кран укосина	20	0,35	0,50	1,73

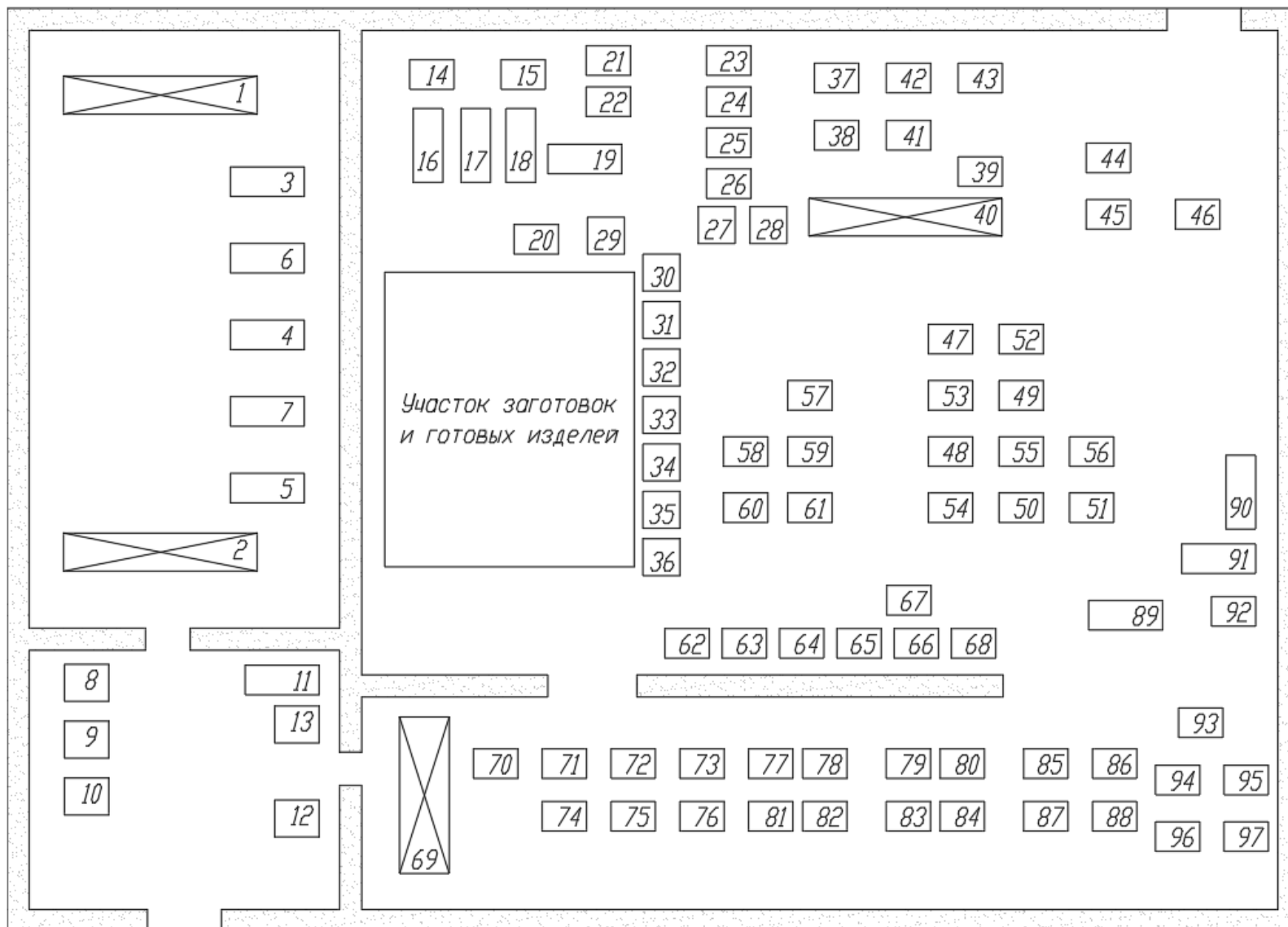


Рисунок 1.2 – План штамповочного цеха

2 Электроснабжение объектов на территории предприятия

2.1 Предварительная оценка электрических нагрузок производственных помещений

Расчёт электроприёмников (ЭП) напряжением до 1 кВ, располагающихся в штамповочном цехе (на примере кран-балки), производим методом коэффициента расчетной мощности, результаты расчета сведены в таблицу 2.1.

Суть метода заключается в том, что расчетная нагрузка находится по коэффициенту расчетной нагрузки и эффективному числу электроприемников.

Исходными для расчёта служат данные таблицы 1.2, на основе которых заполняются графы 1-3, 5-6. Коэффициенты использования $k_{исп}$ и коэффициенты мощности электроприёмников $\cos\varphi$ являются справочными данными [4, стр. 19, табл. 1.7].

Паспортные мощности электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы (ПКР) не приводятся к ПВ = 100%.

В графу 4 записывается общая установленная мощность однотипных ЭП:

$$P_{\text{и}} = \sum P_{\text{ном}} = 2 \cdot 10 + 1 \cdot 80 = 100 \text{ кВт}.$$

В графу 7 записывается значение $\tan\varphi$, определяемое как:

$$\tan\varphi = \tan(\arccos(\cos\varphi)) = \tan(\arccos(0,5)) = 1,73.$$

Построчно записываются значения средней активной и реактивной нагрузок за наиболее загруженную смену в графах 8, 9:

$$P_{\text{см}} = k_{исп} \cdot P_{\text{ном}} = 0,1 \cdot 100 = 10 \text{ кВт} \\ Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \tan\varphi = 10 \cdot 1,73 = 17,3 \text{ кВар}.$$

Средневзвешенный коэффициент использования:

$$k_{исп} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{\text{ном}}} = \frac{873,02}{2268} = 0,38.$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности:

$$\tan\varphi = \frac{\sum Q_{\text{см}}}{\sum P_{\text{см}}} = \frac{734,17}{837,03} = 0,84.$$

Эффективное число электроприемников - такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое

обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности электроприемников.

Для его нахождения построчно определяем значение $n \cdot P_{ном}^2$ для каждой группы электроприёмников одинаковой мощности (графа 10) и сумму полученных значений.

Эффективное число ЭП заносится в графу 11:

$$n_э = \frac{(\sum P_{ном})^2}{\sum (n \cdot P_{ном}^2)} = \frac{2268^2}{81920} = 62 шт.$$

Для нахождения расчётной активной мощности электроприёмников необходимо знать коэффициент расчетной нагрузки K_p . Определяем коэффициент расчетной нагрузки активной мощности $K_p = 0,7$ (графа 12) на основе полученного эффективного числа электроприёмников, и группового коэффициента использования. [5, стр. 73, табл. 3.4]

Расчетная активная мощность ЭП (графа 13):

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{см} = 0,7 \cdot 873,02 = 618,98 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность на шинах цеховых трансформаторных подстанций независимо от $n_э$ определяется по формуле (графа 14):

$$Q_p = K_p \cdot \sum k_{исп} P_{ном} \text{tg} \varphi = 513,92 \text{ кВар}.$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников определяется примерным проектированием цеха в программе DIALux, используются светодиодные светильники INSEL LB/S LED 100 D80 5000K G2 [6]:

$$P_{н.о.} = P_{ном} \cdot n = 0,1 \cdot 96 = 9,6 \text{ кВт},$$

где $P_{ном}$ – мощность одного светильника, кВт;

n – общее число светильников.

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{р.о.} = K_{с.о.} \cdot P_{н.о.} = 0,85 \cdot 9,6 = 8,16 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.о.} = \text{tg} \varphi \cdot P_{р.о.} = 0,2 \cdot 8,16 = 1,63 \text{ кВт},$$

где $K_{с.о.}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки [4, стр. 22, табл. 1.10];

$\text{tg} \varphi_0$ – для светодиодных ламп.

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения (графа 15):

$$S_p = \sqrt{(\sum P_p + P_{p.o.})^2 + (\sum Q_p + Q_{p.o.})^2} = \sqrt{(611,11 + 8,16)^2 + (513,92 + 1,63)^2} = 804,59 \text{ кВА}.$$

Определение расчётного тока цеха (графа 16):

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{804,59}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1222,45 \text{ А}.$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение электроприемников, кВ.

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок цеха

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП, n	Установленная мощность, приведенная к ПВ= 100%		Коэффициент использования $K_{исп}$	$\cos\phi$	$\tan\phi$	$K_{исп} \cdot \sum P_{ном}, \text{ кВт}$	$K_{исп} \cdot \sum P_{ном} \cdot \tan\phi, \text{ кВт}$	$n \cdot P_{ном}^2$	Эффективное число электроприемников n_e	Коэффициент расчетной нагрузки K_p	Расчетная нагрузка			$I_p, \text{ А}$
		Одного ЭП(наименьшего, наибольшего) $P_{ном}, \text{ кВт}$	$\sum P_{ном}, \text{ кВт}$									$P_p = K_p \cdot \sum (K_{исп} \cdot P_{ном}), \text{ кВт}$	$Q_p = K_p \cdot \sum (K_{исп} \cdot P_{ном} \cdot \tan\phi), \text{ кВт}$	$S_p = \sqrt{(P_p^2 + Q_p^2)}, \text{ кВА}$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кран-балки ПВ=40%	3	10 ÷ 80	100	0,10	0,50	1,73	10,00	17,30	6600						
Прессы	35	11 ÷ 40	667	0,25	0,65	1,17	166,75	195,10	16799						
Кран-укосина	1	20	20	0,35	0,50	1,73	7,00	12,11	400						
Электромолот, галтовочный барабан	4	8 ÷ 30	76	0,24	0,65	1,17	18,24	21,34	1928						
Металлорежущие станки	8	5 ÷ 30	97	0,17	0,65	1,17	16,49	19,29	1747						
Разборочная машина	3	60	180	0,12	0,50	1,73	21,60	37,37	10800						
Машины литья	15	3 ÷ 50	481	0,30	0,60	1,33	144,30	191,92	21143						
Кран-балка ПВ=25%	1	4	4	0,06	0,50	1,73	0,24	0,42	16						
Кантователь	1	16	16	0,30	0,60	1,33	4,80	6,38	256						
Печи, кузнечный горн	21	7 ÷ 21	317	0,80	0,95	0,33	253,60	83,69	5381						
Камера окрасочная	2	65	130	0,70	0,85	0,62	91,00	56,42	8450						
Установка шихтовки	2	50	100	0,75	0,95	0,33	75,00	24,75	5000						
Виброустановка	1	50	50	0,80	0,60	1,33	40,00	53,20	2500						

Продолжение таблицы 2.1

Гидронасос	1	30	30	0,80	0,85	0,62	24,00	14,88	900						
Итоговая силовая нагрузка по цеху	97	3 ÷ 65	2268	0,38	0,77	0,84	873,02	734,17	81920	62	0,7	611,11	513,92		
Освещение	96	0,1	9,6	0,85	0,98	0,2	8,16	1,63				8,16	1,63		
Итог по цеху	97		2276,03	0,39	0,77	0,84	879,85	735,53				619,27	515,55	804,59	1222,45

2.2 Расчет электрических нагрузок предприятия

Расчетная мощность предприятия определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и главной понизительной подстанции (ГПП) и потерь в высоковольтных линиях.

На начальном этапе разработки проекта, для определения приближенных нагрузок предприятия, мощности источника питания, выбора силового электротехнического оборудования допускается использовать метод «Коэффициента спроса».

Расчётная силовая нагрузка цеха определяется по методу коэффициента спроса на основе следующих соотношений:

$$P_p = K_c \cdot P_y, \text{кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{кВар},$$

где P_n – суммарная установленная мощность всех ЭП цеха;

K_c – коэффициент спроса [4, стр. 13, табл. 1.6];

$\operatorname{tg} \varphi$ – принимается по значению коэффициента мощности.

Также необходимо учесть осветительную нагрузку, которая, определяется по следующим формулам:

$$P_{н.о.} = F \cdot p_{уд}, \text{кВт}$$

$$P_{р.о.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.}, \text{кВт}$$

$$Q_{р.о.} = P_{р.о.} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{кВар},$$

где F – площадь цеха, м^2 ;

$p_{уд}$ – удельная нагрузка на 1 м^2 площади цеха, $\text{кВт}/\text{м}^2$ [7, табл. 7.2];

$K_{с.о.}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки [4, стр. 22, табл. 1.10].

Пример расчета для сборочного цеха:

$$P_p = K_c \cdot P_y = 0,5 \cdot 750 = 375 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 375 \cdot 1,17 = 438,42 \text{ кВар}.$$

Номинальная мощность осветительной нагрузки:

$$P_{н.о.} = F \cdot p_{уд} = 34912,56 \cdot 0,004 = 139,65 \text{ кВт}.$$

Расчетная осветительная нагрузка:

$$P_{p.o.} = P_{н.о.} \cdot K_{с.о.} = 139,65 \cdot 0,95 = 132,67 \text{ кВт}$$

$$Q_{p.o.} = P_{p.o.} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 132,67 \cdot 1,17 = 155,11 \text{ кВар.}$$

Полная расчетная мощность сборочного цеха с учетом осветительной нагрузки:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o.})^2 + (Q_p + Q_{p.o.})^2} = \sqrt{507,67^2 + 593,53^2} = 781,03 \text{ кВА.}$$

Расчеты для других цехов предприятия производятся аналогично, данные сводим в таблицу 2.2.

Таблицы 2.2 – Сводная таблица нагрузок предприятия

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка		
	P _y , кВт	K _c	cosφ	tgφ	P _p , кВт	Q _p , кВар	F, м²	P _{уд} , кВт/м²	P _{н.о.} , кВт	K _{с.о.}	P _{p.о.} , кВт	Q _{p.о.} , кВар	P _p +P _{p.о.} , кВт	Q _p +Q _{p.о.} , кВар	S _p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители электроэнергии 0,38 кВ															
Сборочный цех	750	0,50	0,65	1,17	375	438,42	34912,56	0,004	139,65	0,95	132,67	155,11	507,67	593,53	781,03
Бытовые помещения	200	0,50	0,75	0,88	100	88,19	5108,99	0,004	20,44	0,80	16,35	14,42	116,35	102,61	155,13
Заводоуправление	260	0,50	0,80	0,75	130	97,50	3953,28	0,010	39,53	0,90	35,58	26,68	165,58	124,18	206,97
Механический цех	820	0,50	0,60	1,33	410	546,67	28579,68	0,004	114,32	0,95	108,60	144,80	518,60	691,47	864,34
Опытно-экспериментальный цех	650	0,40	0,70	1,02	260	265,25	20374,89	0,008	163,00	0,95	154,85	157,98	414,85	423,23	592,64
Цех сварки биметаллов	400	0,45	0,60	1,33	180	240,00	9300,48	0,004	37,20	0,95	35,34	47,12	215,34	287,12	358,90
Цех новых материалов	600	0,40	0,70	1,02	240	244,85	6098,40	0,004	24,39	0,95	23,17	23,64	263,17	268,49	375,96
Блок складов	120	0,40	0,80	0,75	48	36,00	3097,20	0,004	12,39	0,60	7,43	5,57	55,43	41,57	69,29
Открытый склад	40	0,30	0,70	1,02	12	12,24	3535,84	0,002	7,07	0,60	4,24	4,33	16,24	16,57	23,20
Автокомпрессорная станция	900	0,70	0,80	0,75	630	472,50	3116,80	0,008	24,93	0,95	23,69	17,77	653,69	490,27	817,11
Штамповочный цех	2276,03	-	0,77	0,84	611,11	513,92	3500,00	-	9,6	0,85	8,16	1,63	619,27	515,55	804,59
Очистные сооружения	2100	0,60	0,80	0,75	1260	945,00	3147,60	0,002	6,30	0,95	5,98	4,49	1265,98	949,49	1582,48
Насосная станция обратного водоснабжения	720	0,70	0,80	0,75	504	378,00	3306,00	0,002	6,61	0,95	6,28	4,71	510,28	382,71	637,85
Станция противопожарного водоснабжения	500	0,40	0,80	0,75	200	150,00	1891,04	0,008	15,13	0,95	14,37	10,78	214,37	160,78	267,96
Ремонтно-механический цех	550	0,50	0,60	1,33	275	366,67	9787,20	0,004	39,15	0,95	37,19	49,59	312,19	416,26	520,32
Градирия 1	360	0,70	0,80	0,75	252	189,00	1936,92	0,006	11,62	0,95	11,04	8,28	263,04	197,28	328,80
Градирия 2	560	0,70	0,80	0,75	392	294,00	2860,00	0,006	17,16	0,95	16,30	12,23	408,30	306,23	510,38
Столовая	80	0,50	0,90	0,48	40	19,37	1922,80	0,004	7,69	0,90	6,92	3,35	46,92	22,73	52,14

Продолжение таблицы 2.2

Территория завода	-	-	-	-	-	-	347040	0,00016	55,53	1	55,53	-	55,53	-	55,53
Итог по 0,38 кВ	11886,03	0,50	0,75	0,89	5919,11	5297,59	$\Sigma F_{\text{и}} =$ 146429,68	-	750,14	-	702,37	692,22	6621,48	5989,79	9004,63
Потребители электроэнергии 10 кВ															
Автокомпрессорная станция	1800	0,70	1	0	1260	0	-	-	-	-	-	-	1260	0	1260
Итог по 10 кВ	1800	0,70	1	0	1260	0							1260	0	1260

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжением до 1000 В:

$$S_p^H = \sqrt{(P_p^H + P_{p.o.})^2 + (Q_p^H + Q_{p.o.})^2} = \sqrt{6621,48^2 + 5989,79^2} = 9004,63 \text{ кВА}.$$

Приближенно потери мощности в цеховых трансформаторах и питающих проводниках [8, стр. 32]:

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 9004,63 = 180,09 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 9004,63 = 900,46 \text{ кВар},$$

$$\Delta P_{л} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 9004,63 = 270,14 \text{ кВт},$$

где $\Delta P_{тр}$ – потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт;

$\Delta Q_{тр}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВар;

$\Delta P_{л}$ – потери активной мощности в линиях, кВт.

Суммарная расчетная активная и реактивная мощность, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом потерь в цеховых трансформаторах и питающих линиях:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^B) \cdot K_{p.m.} + P_{p.o.} + \Delta P_{mp} + \Delta P_{л} = (5919,11 + 1260) \cdot 0,95 + 702,37 + 180,09 + 270,14 = 7972,75 \text{ кВт}$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^B) \cdot K_{p.m.} + Q_{p.o.} + \Delta Q_{mp} = (5297,59 + 0) \cdot 0,9 + 692,22 + 900,46 = 6625,39 \text{ кВт},$$

где $K_{p.m.} = 0,9 \div 0,95$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузки [10, стр. 32].

Полная мощность предприятия на шинах 10 кВ ГПП:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{7972,75^2 + 6625,39^2} = 10365,74 \text{ кВА}.$$

Приблизительные потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{mpГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 10365,74 = 207,31 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{mpГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 10365,74 = 1036,57 \text{ кВт}.$$

Чтобы учесть компенсацию реактивной мощности необходимо определиться с уровнем напряжения питающих линий.

В общем случае рекомендуется передавать мощность до 10 МВА на напряжении 35 кВ, мощность 10-120 МВА на напряжении 110 кВ и мощность 120-150 МВА на напряжении 220 кВ [9, стр. 44].

Для определения экономически целесообразной величины напряжения питающей линии ГПП используется формула Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{p\Sigma} + \Delta P_{\text{мрГПП}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{5} + \frac{2500}{8,180}}} = 49,65 \text{ кВ}$$

где L – длина питающей линии, км.

Ближайшие значения номинального напряжения питающей линии ГПП – 35 кВ и 110 кВ. Так как мощность предприятия превышает 10 МВА, принимаем напряжение питающей линии ГПП $U=110$ кВ.

Реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок для 110 кВ:

$$Q_c = \alpha \cdot (P_{p\Sigma} + \Delta P_{\text{мрГПП}}) = 0,29 \cdot 8180,06 = 2372,23 \text{ кВар},$$

где α – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы [8, стр. 35].

Мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\text{мрГПП}} - Q_c = 6625,39 + 1036,57 - 2372,23 = 5289,73 \text{ кВар}.$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения (ВН) трансформаторов ГПП с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_{\text{рГПП}} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{\text{мрГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{\text{мрГПП}} - Q_{\text{ку}})^2} = \sqrt{(8180,06)^2 + (7661,96 - 5289,73)^2} = 8517,09 \text{ кВА}.$$

Таким образом, в данном подразделе была определены полная расчетная мощность главной понизительной подстанции и уровень напряжения линии, питающей ГПП.

2.3 Картограмма электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на плане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов. Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами. Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В.

Картограмма позволяет составить визуальное отображение структуры силовых нагрузок на предприятии. На основе построенной картограммы электрических нагрузок определяется центр электрических нагрузок (ЦЭН), который является оптимальным метом для размещения источника питания. В реальных условиях, учитывая наличие дорог, зданий и естественных препятствий источник питания (ГПП) может быть сдвинут в сторону питающей линии.

Для определения ЦЭН энергосистемы на план местности наносятся оси координат. Начало системы координат выбирается произвольно. Координаты каждого объекта x_i и y_i определяется в миллиметрах относительно начала координат для точки, в которой установлен источник питания объекта или его локальном центре нагрузок (при отсутствии данных допускается определять координаты геометрического центра объекта).

Определяются радиусы окружностей для каждого цеха:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

где S_{pi} – полная расчетная мощность i -го цеха с учетом освещения, кВА;

m – масштаб для определения площади круга, постоянный для всех цехов.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, угол сектора определяется:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{p.o.i}}{S_{pi}}.$$

Пример расчета для сборочного цеха:

$$x_i = 96,6 \text{ мм},$$

$$y_i = 137,13 \text{ мм},$$

$$S_{pi} = 781,03 \text{ кВА},$$

$$S_{p.o.i} = \sqrt{P_{p.o.}^2 + Q_{p.o.}^2} = 204,11 \text{ кВА},$$

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{pi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{781,03}{3,14 \cdot 1}} = 15,77 \text{ мм},$$

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{p.o.i}}{S_{pi}} = \frac{360^\circ \cdot 204,11}{781,03} = 94,08^\circ.$$

Для остальных цехов производится аналогичный расчет, результаты которого заносятся в таблицу 2.3.

Координаты центра электрических нагрузок предприятия:

$$x_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot x_i}{\sum S_{pi}} = \frac{1558421,05}{10365,74} = 152,65 \text{ мм}$$

$$y_0 = \frac{\sum S_{pi} \cdot y_i}{\sum S_{pi}} = \frac{799341,34}{10365,74} = 78,3 \text{ мм}$$

Для построения зоны рассеяния ЦЭН:

$$S_x = S_y = \frac{S_{pi}}{\sum S_{pi}}.$$

Параметры нормального закона распределения:

$$\sigma_x^2 = \sum S_{xi} \cdot (x_i - x_0)^2 = 7141,68 \quad \sigma_y^2 = \sum S_{yi} \cdot (y_i - y_0)^2 = 3728,33,$$

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{\sigma_x^2} \cdot \sqrt{2}} = 0,008,$$

$$h_y = \frac{1}{\sqrt{\sigma_y^2} \cdot \sqrt{2}} = 0,012.$$

Полуоси эллипса рассеяния:

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{h_x} = 216,51 \text{ мм} \quad R_y = \frac{\sqrt{3}}{h_y} = 144,34 \text{ мм}$$

Картограмма нагрузок приведена на рисунке 2.1.

Таблица 2.3 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

Наименование цеха	S_{pi} , кВА	$S_{p.o.i}$, кВА	r , мм	α , град	x_i , мм	y_i , мм	$S_{pi} \times x_i$, кВА·мм	$S_{pi} \times y_i$, кВА·мм	$\frac{S_{pi}}{\sum S_{pi}}$	σ_x^2	σ_y^2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Потребители электроэнергии 0,38 кВ											
Сборочный цех	781,03	204,10	15,77	94,08	96,60	137,13	75447,50	107102,64	0,08	252,99	261,93
Бытовые помещения	155,13	21,80	7,03	50,59	98,57	180,86	15291,16	28056,81	0,01	46,84	159,79
Заводоуправление	206,97	44,47	8,12	77,36	78,64	219,74	16276,12	45479,59	0,02	115,84	407,03
Механический цех	864,34	181,00	16,59	75,39	302,02	126,31	261047,97	109174,79	0,08	1888,14	191,97
Опытно-экспериментальный цех	592,64	221,21	13,74	134,37	87,80	68,32	52033,79	40489,16	0,06	255,68	6,74
Цех сварки биметаллов	358,90	58,90	10,69	59,08	302,20	57,43	108459,58	20611,63	0,04	785,92	16,61
Цех новых материалов	375,96	33,11	10,94	31,70	230,46	62,92	86643,74	23655,40	0,04	219,94	9,68
Блок складов	69,29	9,29	4,70	48,28	314,04	16,93	21759,83	1173,08	0,01	176,89	26,53
Открытый склад	23,20	6,06	2,72	94,06	230,46	128,01	5346,67	2969,83	0,002	12,74	5,19
Автокомпрессорная станция	817,11	29,61	16,13	13,05	76,23	26,14	62288,30	21359,26	0,08	457,20	212,97
Штаповочный цех	804,59	8,32	16,01	3,72	189,06	116,73	152115,79	93919,79	0,07	93,71	106,64
Очистные сооружения	1582,48	7,48	22,45	1,70	115,19	27,31	182285,87	43217,53	0,15	218,86	394,40
Насосная станция обратного водоснабжения	637,85	7,85	14,25	4,43	157,29	20,37	100327,43	12993,00	0,06	0,76	204,50
Станция противопожарного водоснабжения	267,96	17,96	9,24	24,14	212,32	18,60	56893,27	4984,06	0,02	85,79	91,18
Ремонтно-механический цех	520,32	61,99	12,87	42,89	312,00	210,95	162339,84	109761,50	0,05	1215,14	844,12
Градирия 1	328,80	13,80	10,23	15,11	22,94	30,23	7542,67	9939,62	0,03	524,08	72,95
Градирия 2	510,38	20,38	12,75	14,37	184,06	156,65	93940,54	79951,03	0,05	43,82	286,68
Столовая	52,14	7,69	4,07	53,10	44,71	221,83	2331,18	11566,22	0,005	57,74	99,11
Потребители электроэнергии 10 кВ											
Автокомпрессорная станция	1260,00	-	20,03	-	76,23	26,14	96049,80	32936,40	0,12	740,91	345,12
Итого	10365,74	-	-	-	-	-	1558421,05	799341,34	-	7141,68	3728,33

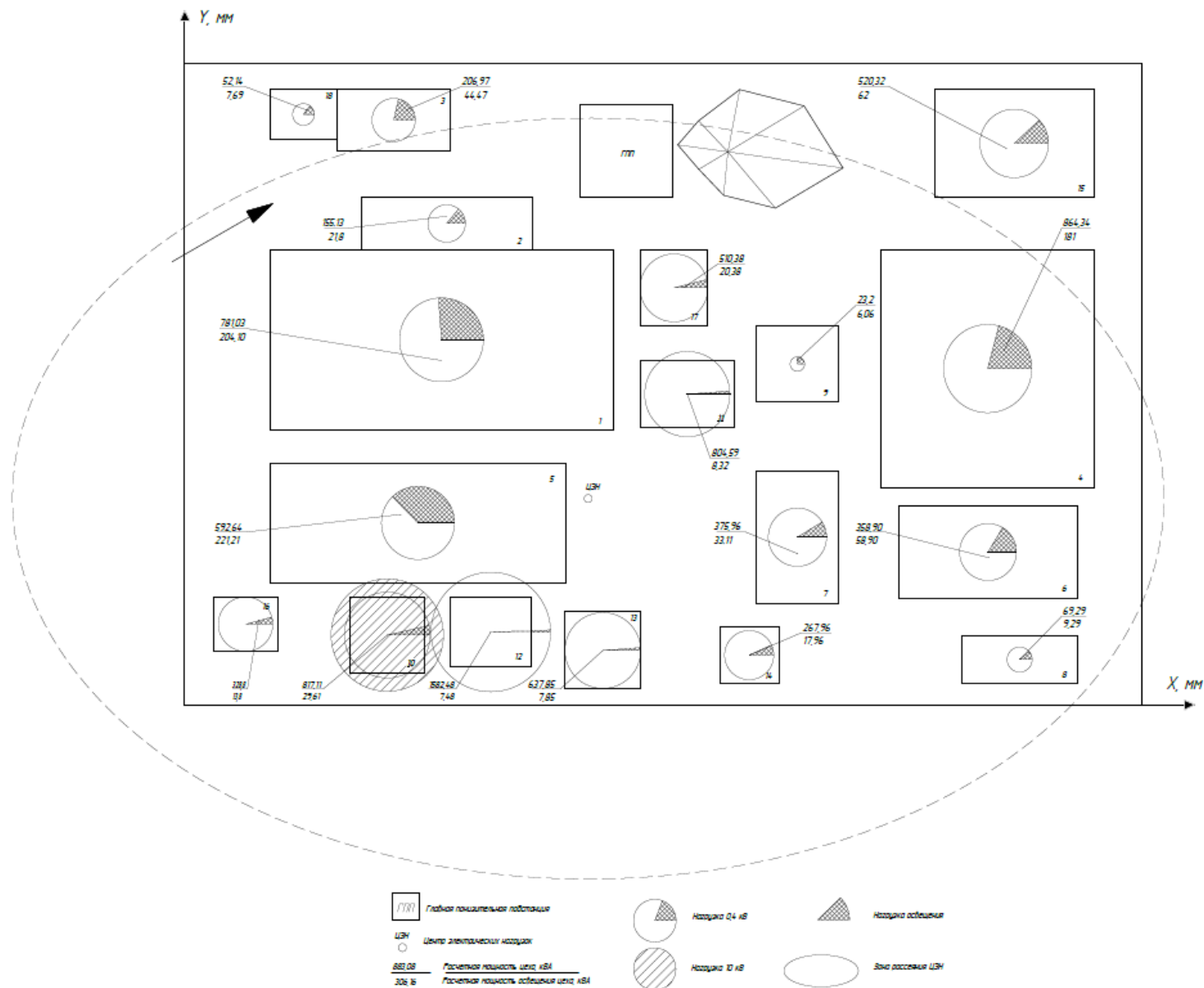


Рисунок 2.1 – Картограмма нагрузок

2.4 Распределение источников питания по территории предприятия

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) 6-10 кВ должны быть установлены в центрах своих электрических нагрузок.

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается одинаковой (по возможности) для всей группы.

Загрузка двухтрансформаторных подстанций по полной мощности не должна превышать 70%, однострансформаторных - 90%.

Вопрос выбора мест установки КТП на прямую связан с обеспечением категории надежности электроснабжения. Потребители I и II категории надежности требуют двух независимых источников питания, значит они должны быть запитаны от двухтрансформаторной подстанции или распределительного пункта (РП) 0,4 кВ, питающегося от такой.

Удельная плотность нагрузки:

$$\sigma = \frac{S_p^H - S_4 - S_8 - S_{13} - S_{14} - S_{15}}{\sum F_{\text{ц}}} = \frac{6589,56}{99768,56} = 0,07 \text{ кВА} / \text{м}^2,$$

$$\sigma = \frac{S_4 + S_8 + S_{13} + S_{14} + S_{15}}{\sum F_{\text{ц}}} = \frac{2359,77}{46661,12} = 0,05 \text{ кВА} / \text{м}^2,$$

по первому выражению видно, что надо брать трансформаторы с мощностью $S_{\text{ном.т}} = 630$ кВА их потребуется минимум 12 штук, но лучше увеличить мощность трансформаторов до 1000 кВА, тогда их потребуется минимум 8 шт, что будет экономически выгоднее, поэтому принимает трансформаторы с $S_{\text{ном.т}} = 1000$ кВА. Цеха, выделенные в отдельную группу, согласно второму выражению, питаем от трансформаторов с мощностью 630 кВА.

Так как некоторые цеха имеют большую мощность, а также преобладают цеха II категории, то для уменьшения числа трансформаторов и более оптимального распределения их по территории предприятия примем трансформаторы разной мощности $S_{\text{ном.т}} = 1000$ кВА и $S_{\text{ном.т}} = 630$ кВА.

Минимальное число цеховых трансформаторов:

$$N_{\min 1000} = \frac{P_p^H + P_{p.o.}}{\beta_m \cdot S_{ном.т}} = \frac{4955,08}{0,7 \cdot 1000} = 7,08 шт,$$

$$N_{\min 630} = \frac{P_p^H + P_{p.o.}}{\beta_m \cdot S_{ном.т}} = \frac{1610,88}{0,7 \cdot 630} = 3,65 шт,$$

где β_t – коэффициент загрузки трансформатора (при преобладании нагрузок II-категории на двухтрансформаторных КТП и взаимном резервировании на вторичном напряжении $\beta_t = 0,7$);

принимаем $N_{т1000} = 8$ шт и $N_{т630} = 4$ шт.

Выбираем 2 КТП-СЭЩ-II в блок модуле от компании Электроцит Самара [10]. Параметры принятых трансформаторов приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Данные по трансформаторам [10]

Тип	$S_{ном},$ кВА	$U_{вн},$ кВ	$U_{нн},$ кВ	Соединение обмоток	$P_{хх},$ кВт	$P_{кз},$ кВт	$U_k,$ %	$I_{хх},$ %
ТМГ-СЭЩ-1000/10	1000	10,0	0,4	$\Delta/Y0 - 11$	1,1	10,5	5,5	1,2
ТМГ-СЭЩ-630/10	630	10,0	0,4	$\Delta/Y0 - 11$	1,05	7,9	5,5	1,6

Активная нагрузка, приходящаяся на один трансформатор:

$$P_{1(1000)} = \frac{\sum P_p^H + P_{p.o.}}{N_{т1000}} = \frac{4955,08}{8} = 619,39 кВт,$$

$$P_{1(630)} = \frac{\sum P_p^H + P_{p.o.}}{N_{т630}} = \frac{1610,88}{4} = 402,72 кВт.$$

Число трансформаторов, которое нужно установить в каждом цехе:

$$N_i = \frac{P_{pi} + P_{p.o.i}}{P_i}.$$

Нагрузки цехов объединяются таким образом, чтобы трансформаторные подстанции были загружены оптимально, а количество трансформаторов было в пределах расчетного числа трансформаторов.

Результаты расчетов располагаются в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Число трансформаторов в цехах предприятия

Наименования цехов	Категория	P _{pi} , кВт	Количество тр-ов N _i , шт
Сборочный цех	II	507,67	0,82
Бытовые помещения	III	116,35	0,19
Заводоуправление	III	165,58	0,27
Механический цех	II	518,60	1,29
Опытно-экспериментальный цех	III	414,85	0,67
Цех сварки биметаллов	II	215,34	0,35
Цех новых материалов	II	263,17	0,42
Блок складов	III	55,43	0,14
Открытый склад	III	16,24	0,03
Автокомпрессорная станция	II	653,69	1,06
Штамповочный цех	II	629,96	1,02
Очистные сооружения	II	1265,98	2,04
Насосная станция обратного водоснабжения	I	510,28	1,27
Станция противопожарного водоснабжения	I	214,37	0,53
Ремонтно-механический цех	III	312,19	0,78
Градирня 1	I	263,04	0,42
Градирня 2	I	408,30	0,66
Столовая	II	46,92	0,08

На основании расчетов и группирования нагрузок на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций и проверяем загрузку трансформаторов по активной и полной мощности. По возможности устанавливаем их в узлах наибольших нагрузок. Принимаем к исполнению смешанную схему внутризаводского электроснабжения.

Расчет коэффициента загрузки по активной мощности:

$$\beta_m = \frac{P_{pKTP}}{N_{mKTP} \cdot S_{ном.m}}.$$

Расчет коэффициента загрузки по полной мощности:

$$\beta_m = \frac{S_{pKTP}}{N_{mKTP} \cdot S_{ном.m}}$$

Результаты группирования нагрузок и расчета коэффициентов загрузки трансформаторов сведены в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

№ КТП	N _т , шт	S _{ном.т} , кВА	Потреб-ли энергии (номер по генплану)	Место располо-ния на генплане	P _{р.КТП} , кВт	Загрузка тр-ров по активной мощности	S _{р.КТП} , кВА	Загрузка тр-ров по полной мощности	Q _{р.КТП} , кВар
КТП1	2	1000	1, 2, 3, 17, 18	Цех №1	1244,82	0,62	1705,65	0,85	1149,28
КТП2	2	1000	6, 7, 9, 11	Цех №11	1112,7	0,56	1562,66	0,78	1087,46
КТП3	2	1000	5, 10, 16	Цех №10	1331,58	0,67	1738,55	0,87	1110,78
КТП4	2	1000	12	Цех №12	1265,98	0,63	1582,48	0,79	949,49
КТП5	2	630	4, 15	Цех №4	830,79	0,66	1384,66	1,10	1107,73
КТП6	2	630	8, 13, 14	Цех №14	780,09	0,62	975,11	0,77	585,06

Расчеты показали, что трансформаторные подстанции перегружены по полной мощности. Следовательно, необходимо произвести компенсацию реактивной мощности.

Дадим сравнительную оценку капиталовложений по компенсации реактивной мощности различных вариантов.

Вариант 1

Вариант предполагает использование минимального числа трансформаторов.

Пропускная способность трансформаторов, принятых к текущей установке:

$$Q_{np.mp} = \sqrt{(N_{тр}^{1000} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном}^{1000} + N_{тр}^{630} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном}^{630})^2 - P_{\Sigma p}^2},$$

$$Q_{np.mp} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1000 + 4 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 6621,48^2} = 3222,5 \text{ кВар}.$$

Данный завод располагает высоковольтной синхронной нагрузкой, установленной в компрессорной. Принимаем к рассмотрению синхронные двигатели серии СТД с параметрами [11, стр. 205, табл. 8.29]:

- номинальная напряжение двигателя $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$;
- номинальная активная мощность $P_{\text{сд}} = 1000 \text{ кВт}$;
- номинальная реактивная мощность $Q_{\text{сд}} = 505 \text{ кВар}$;
- КПД $\eta = 96 \text{ \%}$.

Коэффициент загрузки синхронного двигателя по активной мощности:

$$\beta_{\text{сд}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\text{сд}} \cdot n_{\text{сд}}} = \frac{1800}{1000 \cdot 2} = 0,9.$$

Наибольшая допустимая перегрузка двигателя по реактивной мощности $K_{\text{пер}} = 1,23$ при данных условиях работы [4, стр. 221, табл. 9.2].

Суммарная располагаемая мощность от СД:

$$Q_{\text{р.сд}} = \frac{n_{\text{сд}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot Q_{\text{сд}}}{\eta} = \frac{2 \cdot 1,23 \cdot 505}{0,96} = 1294,06 \text{ кВар}.$$

Далее принимаем решение, на какой стороне осуществляем компенсацию реактивной мощности. Составим баланс реактивной мощности в системе на рисунке 2.2.

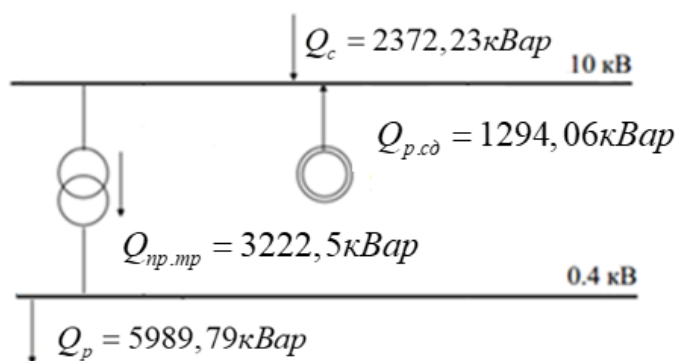


Рисунок 2.2 – Баланс мощности в системе до компенсации

Как видно из рисунка, синхронный двигатель не покрывает необходимую часть реактивной мощности, поэтому требуется установка батарей конденсаторов.

$$Q_c + Q_{\text{р.сд}} = 2372,23 + 1294,06 = 3666,29 \text{ кВА} > Q_{\text{нр.тр}} = 3222,5 \text{ кВар}.$$

Имеются различные варианты установки конденсаторных установок (КУ) на стороне ВН и НН. Но в нашем случае компенсировать можно только на НН.

Необходимая мощность конденсаторных батарей на стороне 0,4 кВ:

$$Q_{\text{кв}}^{0,4} = Q_p - Q_{\text{р.сд}} - Q_c = 5989,79 - 1294,06 - 2372,23 = 2323,5 \text{ кВар}.$$

Примем к установке 13 комплектных конденсаторных установок УКМ-58-04-180-30У3 [5, стр. 120, табл. 5.11].

Таблица 2.7 – Технические характеристики конденсаторной установки

Тип установки	Мощность, кВар	Количество ступеней	Удельные потери, кВт/кВар	Удельная стоимость, у.е./кВар
УКМ-58-04-180-30У3	180	6	0,0045	9,3

Располагаемая мощность конденсаторных установок 0,4 кВ:

$$Q_{\text{р.кв}}^{0,4} = n_{\text{кв}} \cdot Q_{\text{кв}} = 13 \cdot 180 = 2340 \text{ кВар}.$$

Составим баланс мощности после компенсации на стороне 0,4 кВ рисунок 2.3.

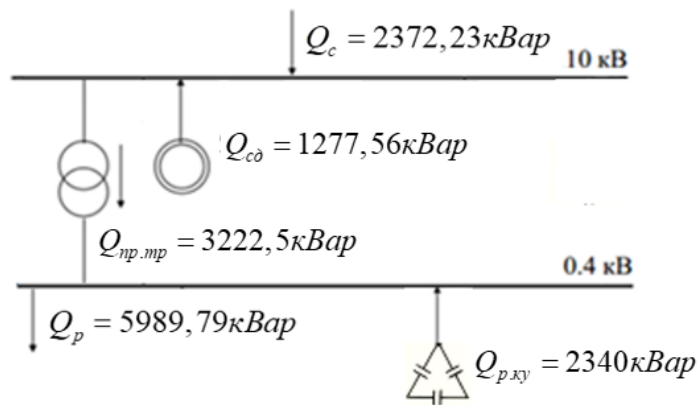


Рисунок 2.3 – Баланс мощности после компенсации на 0,4 кВ

Возникшая небольшая перекомпенсация со стороны 0,4 кВ может быть плавно устранена снижением генерируемой мощности синхронным двигателем.

Рассчитаем удельные капиталовложения на компенсацию реактивной мощности.

Удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности конденсаторными установками 0,4 кВ:

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{\text{кв}}}{U} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{\text{кв}} = 0,223 \cdot 9,3 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 117 \cdot 0,0045 = 2,6 \text{ у.е./кВар},$$

где $C_0 = 117$, у.е./кВт – удельная стоимость потерь на активную мощность для Урала и производства с 3 рабочими сменами [5, табл.5.2]; K_y – удельная стоимость конденсаторных установок, у.е./кВар; $\Delta P_{\text{ку}}$ – удельные потери активной мощности в БК, кВт/кВар [9, табл. П6.2]; $E = 0,223$ – суммарные ежегодные отчисления от капитальных вложений; $U_{\text{ку}}$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети (для напряжения 6 - 10 кВ = 1,05 и 1 для 0,4 кВ); U – относительная величина напряжения сети в месте присоединения.

Суммарные затраты по конденсаторным установкам:

$$Z_{\text{ку}} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{\text{р.ку}} + Z_2 \cdot Q_{\text{р.ку}}^2,$$

$$Z_{\text{ку}} = 0 + 2,6 \cdot 2340 + 0 = 6084 \text{ у.е.},$$

где Z_0 – постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, у.е./кВар (для низковольтных = 0); Z_1 – удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности, у.е.; Z_2 – удельные затраты на 1 кВар² генерируемой мощности (равные 0 для конденсаторных установок), у.е./кВар².

Для групп работающих однотипных СД с одинаковым режимом работы, удельные затраты на 1кВар генерируемой мощности:

$$Z_1 = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{\text{ном}}} = 117 \cdot \frac{3,61}{505} = 0,84 \text{ у.е. / кВар},$$

где D_1 , D_2 – постоянные коэффициенты, определяемые техническими параметрами СД [9, табл. П7.3].

Удельные затраты на 1кВар² генерируемой мощности:

$$Z_2 = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{\text{ном}}^2 \cdot N} = 117 \cdot \frac{4,42}{505^2 \cdot 2} = 0,00083 \text{ у.е. / кВар}^2.$$

Суммарные затраты по СД:

$$Z_{\text{сд}} = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{\text{р.сд}} + Z_2 \cdot Q_{\text{р.сд}}^2,$$

$$Z_{\text{сд}} = 0 + 0,84 \cdot 1294,06 + 0,00083 \cdot 1294,06^2 = 2476,92 \text{ у.е.}$$

Общие затраты по варианту 1:

$$Z_{вар1} = Z_{ку} + Z_{сд} = 8560,92 \text{ у.е.}$$

Вариант 2

Увеличим число трансформаторов на 1 и рассчитаем затраты на строительство дополнительной однотрансформаторной подстанции 630 кВА:

$$Z_{mp} = E \cdot K_{mp} = 0,223 \cdot 17000 = 3791 \text{ у.е.},$$

где $K_{тр}$ – стоимость установки дополнительной трансформаторной подстанции.

Пересчитаем мощность, проходящую через трансформаторы:

$$Q_{np.mp} = \sqrt{(N_{тр}^{1000} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном}^{1000} + N_{тр}^{630} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном}^{630})^2 - P_{\Sigma p}^2},$$

$$Q_{np.mp} = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1000 + 5 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 6621,48^2} = 4132,07 \text{ кВар.}$$

Баланс представим на рисунке 2.4.

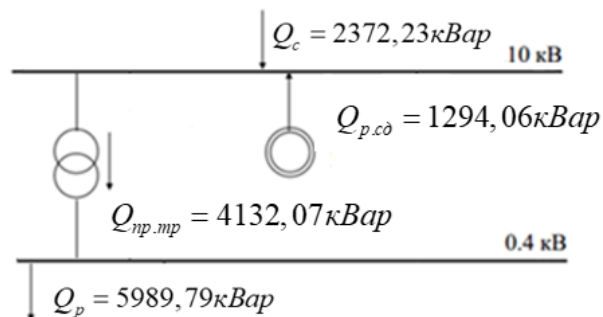


Рисунок 2.4 – Баланс мощности при дополнительном трансформаторе

Мощность будем компенсировать на НН, необходимо скомпенсировать на стороне 0,4 кВ:

$$Q_{ку}^{0,4} = Q_p - Q_{p.cd} - Q_c = 5989,79 - 1294,06 - 2372,23 = 2323,5 \text{ кВар.}$$

Примем к установке 4 комплектные конденсаторные установки УKM 58-04-603-67УЗ [5, стр. 120, табл. 5.11].

Таблица 2.8 – Технические характеристики конденсаторной установки

Тип установки	Мощность, кВар	Количество ступеней	Удельные потери, кВт/кВар	Удельная стоимость, у.е./кВар
УKM 58-04-603-67УЗ	603	9	0,0045	9,3

Располагаемая мощность конденсаторных установок 0,4 кВ:

$$Q_{p.кy}^{0,4} = n_{кy} \cdot Q_{кy} = 4 \cdot 603 = 2412 \text{ кВар.}$$

Составим баланс мощности после компенсации на стороне 0,4 кВ
рисунок 2.5.

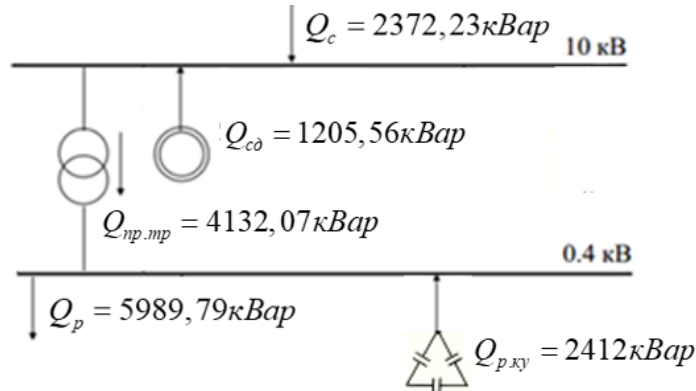


Рисунок 2.5 – Баланс мощности после компенсации на 10 кВ

Возникшая небольшая перекомпенсация со стороны 10 кВ может быть плавно устранена снижением генерируемой мощности синхронным двигателем.

Рассчитаем удельные капиталовложения на компенсацию реактивной мощности.

Удельные затраты на 1 кВар генерируемой мощности конденсаторными установками 0,4 кВ:

$$3_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{кy}}{U} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{кy} = 0,223 \cdot 9,3 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 117 \cdot 0,0045 = 2,6 \text{ у.е./кВар.}$$

Суммарные затраты по конденсаторным установкам:

$$3_{кy} = 3_0 + 3_1 \cdot Q_{p.кy} + 3_2 \cdot Q_{p.кy}^2,$$

$$3_{кy} = 0 + 2,6 \cdot 2412 + 0 = 6271,2 \text{ у.е.}$$

Суммарные затраты по СД остаются такими же:

$$3_{сд} = 3_0 + 3_1 \cdot Q_{p.сд} + 3_2 \cdot Q_{p.сд}^2,$$

$$3_{сд} = 0 + 0,84 \cdot 1294,06 + 0,00083 \cdot 1294,06^2 = 2476,92 \text{ у.е.}$$

Общие затраты по варианту 2:

$$3_{вар2} = 3_{кy} + 3_{сд} + 3_{mp} = 12539,12 \text{ у.е.}$$

Как можно заметить, добавление одного трансформатора увеличивает удельные капиталовложения по компенсации реактивной мощности, следовательно, первый вариант является наиболее оптимальный, принимаем концепцию к дальнейшему проектированию системы электроснабжения завода.

Распределение компенсирующих устройств

Компенсация реактивной мощности осуществляется с помощью комплектных конденсаторных установок на стороне 0,4 и 10 кВ. А также с помощью СД на 10 кВ.

Пример баланса мощности КТП1:

1. Желаемая реактивная мощность, проходящая через трансформаторы для обеспечения необходимого коэффициента загрузки:

$$Q_{жс} = \sqrt{(N_{тр} \cdot \beta_{тр} \cdot S_{ном.тр})^2 - P_{р.КТП}^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 1244,82^2} = 640,64 \text{ кВар};$$

2. Необходимая мощность компенсирующих устройств в месте установки трансформаторной подстанции:

$$Q_{ку}^{0,4} = Q_{р.КТП} - Q_{жс} = 1149,28 - 640,64 = 508,64 \text{ кВар};$$

3. Примем к установке 4 комплектных конденсаторных установок серии УКМ 58-04-133-33,3УЗ;

4. Мощность установленных компенсирующих устройств:

$$Q_{р.ку}^{0,4} = 4 \cdot 133 = 532 \text{ кВар};$$

5. Мощность, проходящая через трансформаторы ТП1:

$$Q_{нр.тр} = Q_{р.КТП} - Q_{р.ку}^{0,4} = 1149,28 - 532 = 617,28 \text{ кВар};$$

6. Итоговая загрузка трансформаторов после компенсации:

$$\beta_m = \frac{\sqrt{P_{р.КТП}^2 + Q_{нр.тр}^2}}{N_{тр} \cdot S_{ном}} = \frac{\sqrt{1244,82^2 + 617,28^2}}{2 \cdot 1000} = 0,69.$$

Аналогичную компенсацию осуществим для остальных трансформаторных подстанций, итоговая ведомость по компенсации на стороне 0,4 кВ приведена в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Компенсация реактивной мощности на стороне 0,4 кВ

Обозначение КТП на плане	$P_{р.КТП},$ кВт	$Q_{р.КТП},$ кВар	$Q_{ж},$ кВар	$Q_{ку},$ кВар	Конденсаторная установка	$Q_{р.ку},$ кВар	$Q_{пр.тп},$ кВар	$S_{пр.тп},$ кВА	β_t
КТП1	1244,82	1149,28	640,64	508,64	4 × УКМ 58-04-133-33,3УЗ	532	617,28	1389,46	0,69
КТП2	1112,7	1087,46	849,65	237,81	2 × УКМ 58-04-133-33,3УЗ	266,00	821,46	1381,89	0,69
КТП3	1331,58	1110,78	432,31	678,47	4 × УКМ 58-04-180-30УЗ	720,00	390,78	1387,74	0,69
КТП4	1265,98	949,49	597,74	351,75	2 × УКМ 58-04-180-30УЗ	360,00	589,49	1396,50	0,70
КТП5	830,79	1107,73	296,16	811,57	4 × УКМ 58-04-225-37,5УЗ	900	207,73	856,37	0,68
КТП6	780,09	585,06	411,56	173,50	2 × УКМ 58-04-100-33,3УЗ	200,00	385,06	869,95	0,69

На рисунке 2.6 приведен план предприятия с предварительным размещением трансформаторных подстанций, ГПП, РП, и трасс линий электропередачи.

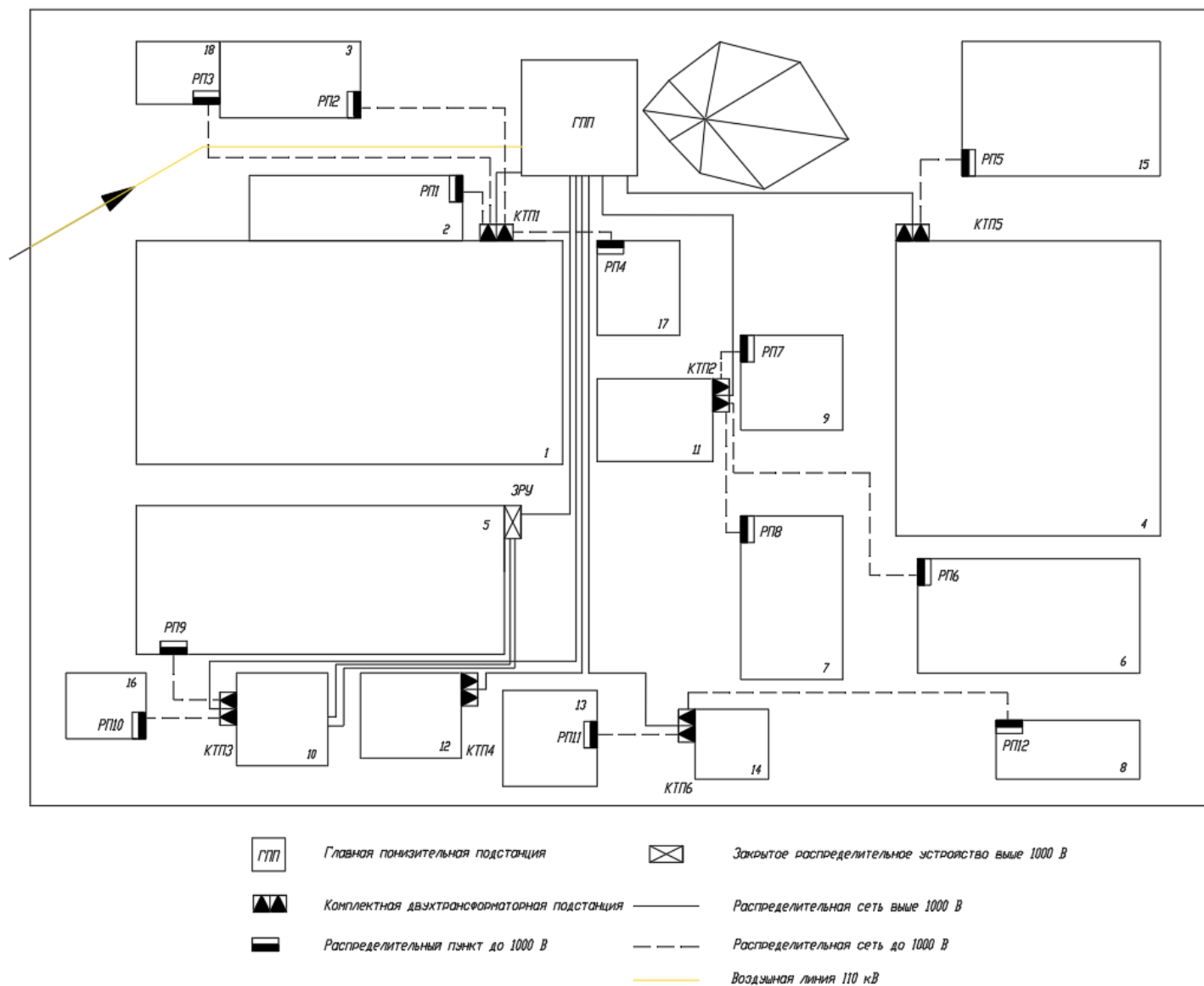


Рисунок 2.6 – План предприятия с предварительным расположением объектов электроснабжения

2.5 Разработка линий электропитания выше 1000 В по территории предприятия

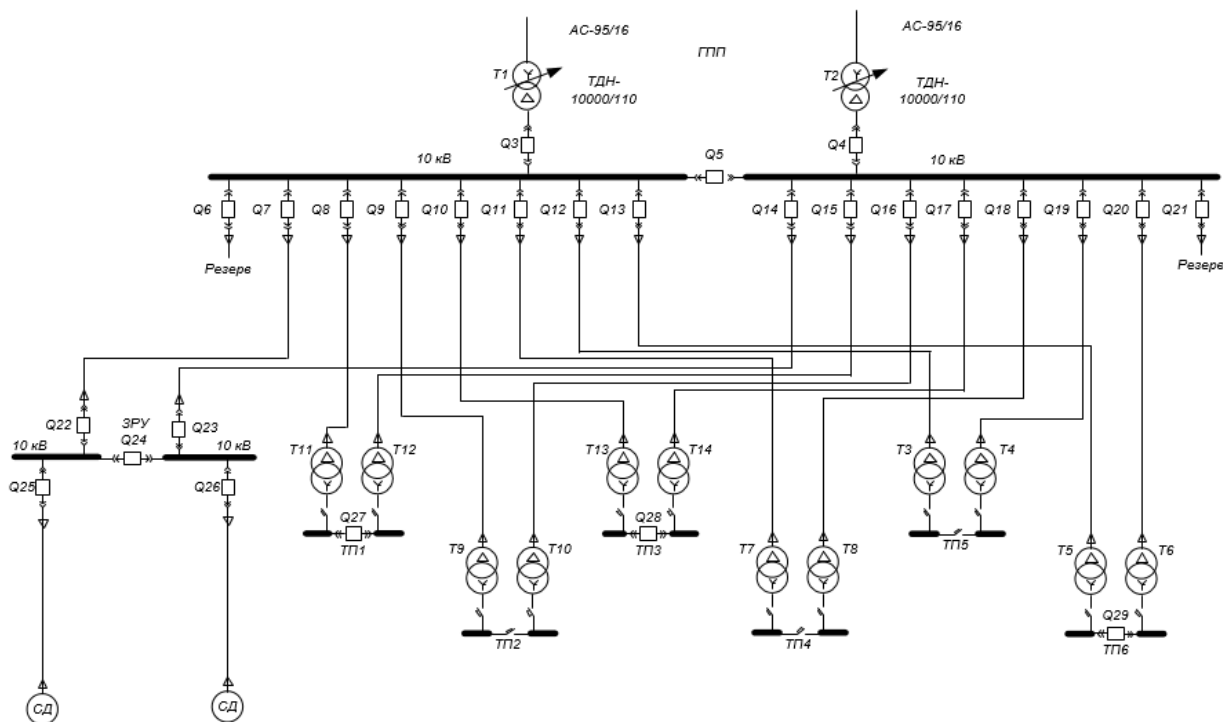


Рисунок 2.7 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприемников

Мощность трансформаторов ГПП должна обеспечивать номинальную мощность всех цеховых трансформаторов, пересчитаем требуемую мощность трансформаторов ГПП:

Номинальную мощность трансформаторов ГПП определяем по формуле:

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{р.гпп}}}{n_{\text{т}} \cdot \beta_{\text{т}}} = \frac{8517,09}{2 \cdot 0,55} = 7742,81 \text{ кВА},$$

где $S_{\text{р.гпп}}$ – полная расчётная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП после проведенной компенсации реактивной мощности; $\beta_{\text{т}} = 0,55$ – коэффициент загрузки трансформаторов двухтрансформаторной подстанции.

Полученное значение $S_{\text{ном}}$ округляем до ближайшего стандартного числа.

Примем трансформаторы ТДН-10000/110 по справочным данным [4].

Пересчитаем коэффициент загрузки трансформаторов ГПП.

$$\beta_T = \frac{S_{p.гпп}}{n_{тр} \cdot S_{ном}} = \frac{8517,09}{2 \cdot 10000} = 0,43.$$

Таблица 2.10 – Паспортные данные трансформатора ТДН-10000/110

Тип	$S_{ном}, \text{МВА}$	$U_{ном}$ обмоток, кВ		Потери, кВт		$U_{кз} \%$	$I_{xx} \%$
		ВН	НН	XX	КЗ		
ТДН-10000/110	10	115	11	14	58	10,5	0,9

Проверка обеспечения требуемой мощности предприятия с учетом возможной допустимой перегрузки трансформатора:

$$S_{p.гпп} \leq 1,1 \cdot S_{ном},$$

$$8517,09 \leq 1,1 \cdot 10000 = 11000 \text{кВА}.$$

Трансформаторы ГПП проходят проверку.

1. Активные потери составляют:

$$\Delta P_{гпп} = n_m \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_m} \left(\frac{S_{гпп}}{S_{ном.тр}} \right)^2 = n_m \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_T} \cdot \beta_m^2 = 2 \cdot 14 + \frac{58}{2} \cdot 0,43^2 = 33,36 \text{кВт},$$

где $S_{кТП}$ – расчетная нагрузка ГПП.

2. Реактивные потери:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{ном.тр}}{100} = \frac{0,9 \cdot 10000}{100} = 90 \text{кВар},$$

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_{кз} \cdot S_{ном.тр}}{100} = \frac{10,5 \cdot 10000}{100} = 1050 \text{кВар},$$

$$\Delta Q_{гпп} = \Delta Q_{xx} \cdot n_m + \frac{\Delta Q_{кз}}{n_m} \left(\frac{S_{гпп}}{S_{ном.тр} \cdot n_m} \right)^2 = \Delta Q_{xx} \cdot n_m + \frac{\Delta Q_{кз}}{n_m} \cdot \beta^2,$$

$$\Delta Q_{гпп} = 90 \cdot 2 + \frac{1050}{2} \cdot 0,43^2 = 277,07 \text{кВар}.$$

3. Суммарные потери в трансформаторах ГПП:

$$\Delta S_{гпп} = \sqrt{\Delta P_{гпп}^2 + \Delta Q_{гпп}^2} = \sqrt{33,36^2 + 277,07^2} = 279,07 \text{кВА}$$

Выбор сечения провода производим по экономической плотности тока.

Расчетный ток линии в нормальном режиме:

$$I_p = \frac{S_{p.гпп}}{\sqrt{3} \cdot n_{ц} \cdot U_H} = \frac{8517,09}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 22,35 \text{ A}.$$

Расчетный максимальный ток:

$$I_{p.\max} = \frac{n_m \cdot S_{ном} + \Delta S_{гпп}}{\sqrt{3} \cdot n_{ц} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 10000 + 279,07}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 53,22 \text{ A}.$$

Послеаварийный или ремонтный ток линии:

$$I_{п.ав} = \frac{S_{p.гпп}}{\sqrt{3} \cdot (n_{ц} - 1) \cdot U_H} = \frac{8517,09}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 110} = 44,70 \text{ A}.$$

Экономически целесообразное сечение проводов равно:

$$F_{эк} = \frac{I_{p.\max}}{j_{эк}} = \frac{53,22}{1,0} = 53,22 \text{ мм}^2,$$

где $j_{эк}$ – соответствует неизолированному проводу с часами использования максимума нагрузке большее 5000 часов в год [3, табл. 1.3.36].

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения выбираем АС – 70/11. Допустимый длительный ток для выбранного сечения равен $I_{доп} = 265 \text{ A}$ [3, табл. 1.3.29].

Проверка выбранного провода:

1. По допустимой токовой нагрузке и по перегрузочной способности (в послеаварийном и ремонтном режиме при отключении одной из питающих линий):

$$\begin{aligned} I_p &= 22,35 \text{ A} \leq I_{доп} = 265 \text{ A}, \\ 1,3 \cdot I_{доп} &= 344,5 \text{ A} \geq I_{п.ав} = 44,70 \text{ A}, \end{aligned}$$

где 1,3 – коэффициент допустимой перегрузки линии [5].

2. По условию механической прочности:

Согласно условию механической прочности, воздушные линии выше 1 кВ, находящиеся в районах по гололеду IV, должны иметь сечение не менее 50/8 мм² [3, табл. 2.5.5].

$$F = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{\min} = 50 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проходит проверку.

3. По допустимой потере напряжения (в нормальном и послеаварийном режиме):

Коэффициент загрузки линии в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_p} = \frac{265}{22,35} = 11,86;$$

Допустимая длина линии в нормальном режиме:

$$L_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}\%} \cdot k_3 = 5,7 \cdot 5 \cdot 11,86 = 338,01 \text{ км} \geq L = 5 \text{ км};$$

где $l_{\Delta U 1\%}$ – длина линии при полной нагрузке на 1 % потери напряжения, км; $\Delta U_{\text{доп}\%}$ – допустимая потеря напряжения, 5%; L – фактическая длина линии по генплану, км [5, табл. П.5.1];

Коэффициент загрузки в аварийном режиме:

$$k_3 = \frac{I_{\text{доп}}}{I_{n.\text{ав}}} = \frac{265}{44,70} = 5,93;$$

Допустимая длина линии в аварийном режиме:

$$L_{\text{доп}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп.ав}\%} \cdot k_3 = 5,7 \cdot 10 \cdot 5,93 = 338,01 \text{ км} \geq L = 5 \text{ км};$$

4. По условиям коронирования проводов. ПУЭ гласит, что минимально допустимые по условиям короны сечения проводов воздушных линий электропередач для напряжения 110 кВ минимальное сечение – АС 70/11 [3, табл. 2.5.6].

Таким образом оставляем сечение проводами марки АС – 70/11.

Расчет потерь в цеховых трансформаторах – предварительный этап выбор проводников внутреннего электроснабжения завода.

Пример расчёта на основании трансформаторов КТП1:

1. Активные потери составляют:

$$\Delta P_{КТП1} = n_m \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_m} \left(\frac{S_{КТП1}}{S_{ном.тр}} \right)^2 = n_m \cdot \Delta P_{xx} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_t} \cdot \beta_m^2 = 2 \cdot 1,1 + \frac{10,5}{2} \cdot 0,69^2 = 4,7 \text{ кВт},$$

где $S_{КТП1}$ – расчетная нагрузка КТП1 после проведения баланса мощности.

2. Реактивные потери:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx} \cdot S_{ном.тр}}{100} = \frac{1,2 \cdot 1000}{100} = 12 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{кз} = \frac{U_{кз} \cdot S_{ном.тр}}{100} = \frac{5,5 \cdot 1000}{100} = 55 \text{ кВар},$$

$$\Delta Q_{КТП1} = \Delta Q_{xx} \cdot n_m + \frac{\Delta Q_{кз}}{n_m} \left(\frac{S_{КТП1}}{S_{ном.тр} \cdot n_m} \right)^2 = \Delta Q_{xx} \cdot n_m + \frac{\Delta Q_{кз}}{n_m} \cdot \beta^2,$$

$$\Delta Q_{КТП1} = 12 \cdot 2 + \frac{55}{2} \cdot 0,69^2 = 37,09 \text{ кВар}.$$

3. Суммарные потери в цеховых трансформаторах КТП1:

$$\Delta S_{КТП1} = \sqrt{\Delta P_{КТП1}^2 + \Delta Q_{КТП1}^2} = \sqrt{4,7^2 + 37,09^2} = 37,39 \text{ кВА}$$

Аналогичный расчет проведем для остальных КТП, результаты расчетов сведем в таблицу 2.11

Таблица 2.11 – Потери в цеховых КТП

КТП	$S_{ном},$ кВА	N_t	β_t	$\Delta P_{КТП},$ кВт	$\Delta Q_{xx},$ кВар	$\Delta Q_{кз},$ кВар	$\Delta Q_{КТП},$ кВар	$\Delta S_{КТП},$ кВА
КТП1	1000	2	0,69	4,70	12,00	55,00	37,09	37,39
КТП2	1000	2	0,69	4,70	12,00	55,00	37,09	37,39
КТП3	1000	2	0,69	4,70	12,00	55,00	37,09	37,39
КТП4	1000	2	0,70	4,77	12,00	55,00	37,48	37,78
КТП5	630	2	0,69	3,98	10,08	34,65	28,41	28,69
КТП6	630	2	0,70	4,04	10,08	34,65	28,65	28,93
Итого		12		26,89			205,81	207,56

Распределительная сеть выше 1000 В по территории завода выполняется кабельными линиями (КЛ), проложенными в траншеях. Сечение кабельных линий выбирается по экономической плотности тока. Сечение, полученное в

результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения.

Намечаем прокладку кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Пример выбора и проверки сечения кабельной линии КЛ1, питающей КТП1:

1. Расчетный ток КЛ1:

$$I_p = \frac{S_{\text{КТП1}} + \Delta S_{\text{КТП1}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1389,46 + 37,39}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 41,09 \text{ А.}$$

2. Расчетный ток КЛ1 в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{КТП1}} + \Delta S_{\text{КТП1}}}{\sqrt{3} \cdot (n_{\text{ц}} - 1) \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1389,46 + 37,39}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 10} = 82,18 \text{ А.}$$

3. Максимально расчетный ток КЛ1:

$$I_{\text{р.мах}} = \frac{n_m \cdot S_{\text{ном}} + \Delta S_{\text{КТП1}}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{2 \cdot 1000 + 37,39}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 58,81 \text{ А.}$$

Экономически целесообразное сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р.мах}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{58,81}{1,6} = 36,76 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм²; для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена с алюминиевыми жилами при числе часов использования максимума нагрузки в год больше 5000 часов [3, табл. 1.3.36].

Ближайшее стандартное значение для кабеля, прокладываемого в земле $F = 50 \text{ мм}^2$, а допустимый длительный ток $I_{\text{доп}} = 156 \text{ А}$ [12].

Выбранные сечения должны быть проверены по ряду технических факторов.

Пример проверки КЛ1:

1. По допустимому нагреву максимальным расчетным током и током послеаварийного режима:

$$I_{\text{доп}} = 156 \geq \frac{I_{\text{р.мах}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} = \frac{58,81}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 58,81 \text{ А,}$$

где K_1, K_2, K_3 – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды, влияние рядом проложенных кабельных линий и фактическое удельное тепловое сопротивление земли, соответственно. Допустимая температура жил кабеля для напряжения 10 кВ, $t = +90^\circ\text{C}$. Температура окружающей среды нормальная (при прокладке в траншее $+15^\circ\text{C}$), соответственно $K_1 = 1$ [3, табл. 1.3.3]. По условиям прокладки КЛ1 в траншее проложен 1 кабель. Поправочный коэффициент $K_2 = 1$ [3, табл. 1.3.26]. Для нормальной почвы $K_3 = 1$ [3, табл. 1.3.23].

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,15 \cdot 156 = 179,4 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{п.ав}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} = \frac{82,18}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 82,18 \text{ A},$$

где $K_{\text{пер}} = 1,15$ – кратность перегрузки [13].

2. По условию нагрева при коротком замыкании (КЗ):

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m},$$

где C_m – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ, $\text{A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$; B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{A}^2 \cdot \text{с}$.

$$B_k = I_{\text{по}}^2 (\tau + T_a),$$

где $I_{\text{по}}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ; τ – расчетное время отключения выключателя; T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma},$$

где x_Σ, r_Σ – результирующие индуктивное и активное сопротивление схемы относительно точки КЗ.

3. По потери напряжения:

Фактическая длина кабельной линии 10 кВ:

$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 \cdot 2 + L),$$

$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 \cdot 2 + 0,027) = 0,039 \text{ км},$$

где L – длина линии по генплану, км; 1,04 – 4% запас длины кабеля на непрямолинейную прокладку; 1,02 – 2% запас длины кабеля на разделку, км; 0,005 – запас длины кабеля на выход из ГПП и на ввод в КТП, км;

Потеря напряжения на участке кабельной линии ГПП-КТП1:

$$\begin{aligned}\Delta U &= 3 \cdot I_p \cdot L_{\text{факт}} \left(\frac{r_{\text{уд}}}{n_{\text{ц}}} \cdot \cos \varphi + \frac{x_{\text{уд}}}{n_{\text{ц}}} \cdot \sin \varphi \right) = \\ &= 3 \cdot 41,09 \cdot 0,039 \left(\frac{0,894}{2} \cdot 0,9 + \frac{0,210}{2} \cdot 0,44 \right) = 2,16 \text{ В},\end{aligned}$$

где $r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – удельные сопротивления выбранного кабеля [5, табл. П6.2 -6.4]; $\cos \varphi$, $\sin \varphi$ – соответствуют коэффициенту мощности $\text{tg} \varphi$ в конце линии,

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{нр.мн}}}{P_{\text{р.КТП}}} = \frac{617,28}{1244,82} = 0,49.$$

Потери на участке ГПП – КТП1 в процентах для выбранного кабеля:

$$\Delta U_{\%} = \frac{2,16}{10000} \cdot 100\% = 0,022\% < 5\% .$$

Допустимое падение напряжение в силовом кабеле должно быть меньше 5%.

Выбранное сечение проходит проверку по тепловому воздействию нормального и послеаварийного режима, а также по допустимым потерям напряжения.

Оставляем кабель АПвП – 3х50/16 до проверки по термической стойкости токам КЗ.

Остальные расчеты выполняются аналогично, сведем результаты в таблицу 2.12 и 2.13.

Таблица 2.12 – Выбор сечений проводников сети выше 1000 В

Участок	Мощность участка, кВА	ΔSt , кВА	$n_{ц}$	Расчетная нагрузка			Fэк, мм2	Марка и сечение	Допустимая нагрузка		Проверка по нагреву	
				Ирасч, А	Ип.ав, А	Ир.мах, А			Идоп, А	1,15·Идоп, А	$\frac{I_{p.max}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}$	$\frac{I_{п.ав}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3}$
ГПП-КТП1	1389,46	37,39	2	41,09	82,18	58,81	49,01	Лин. 1 АПвП – (3х50/16) Лин. 2 АПвП – (3х50/16)	156,00	179,40	58,81	82,18
ГПП-КТП2	1381,89	37,39	2	40,97	81,94	58,81	49,01	Лин. 1 АПвП – (3х50/16) Лин. 2 АПвП – (3х50/16)	156,00	179,40	58,81	81,94
ГПП-КТП5	856,37	28,69	2	26,07	52,14	37,20	31,00	Лин. 1 АПвП – (3х35/16) Лин. 2 АПвП – (3х35/16)	135,00	155,25	37,20	52,14
ГПП-ЗРУ	1260	-	2	36,37	72,75	-	30,31	Лин. 1 АПвП – (3х35/16) Лин. 2 АПвП – (3х35/16)	135,00	155,25	36,37	72,75
ГПП-КТП3	1387,74	37,39	2	41,14	82,28	58,81	49,01	Лин. 1 АПвП – (3х50/16) Лин. 2 АПвП – (3х50/16)	156,00	179,40	58,81	82,28
ГПП-КТП4	1396,50	37,78	2	41,40	82,81	58,83	49,02	Лин. 1 АПвП – (3х50/16) Лин. 2 АПвП – (3х50/16)	156,00	179,40	58,83	82,81
ГПП-КТП6	869,95	28,93	2	26,21	52,42	37,21	31,01	Лин. 1 АПвП – (3х35/16) Лин. 2 АПвП – (3х35/16)	135,00	155,25	37,21	52,42
ЗРУ-СД	630	-	1	36,37	-	-	30,31	АПвП – (3х35/16)	135,00	-	36,37	-
ЗРУ-СД	630	-	1	36,37	-	-	30,31	АПвП – (3х35/16)	135,00	-	36,37	-

Таблица 2.13 – Определение потерь напряжения во внутривародской сети

Участок	U _{ном} , кВ	Марка и сечение	L _{факт} , км	I _{расч} , А	n _ц , шт	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	cosφ	sinφ	ΔU _{ном} , %
ГПП-КТП1	10	Лин. 1 АПвП – (3х50/16) Лин. 2 АПвП – (3х50/16)	0,04	41,09	2	0,625	0,204	0,90	0,44	0,92
ГПП-КТП2	10	Лин. 1 АПвП – (3х50/16) Лин. 2 АПвП – (3х50/16)	0,18	40,97	2	0,625	0,204	0,81	0,59	4,28
ГПП-КТП5	10	Лин. 1 АПвП – (3х35/16) Лин. 2 АПвП – (3х35/16)	0,22	26,07	2	0,894	0,109	0,95	0,31	4,90
ГПП-ЗРУ	10	Лин. 1 АПвП – (3х35/16) Лин. 2 АПвП – (3х35/16)	0,27	36,37	2	0,894	0,109	0,96	0,29	0,13
ГПП-КТП3	10	Лин. 1 АПвП – (3х50/16) Лин. 2 АПвП – (3х50/16)	0,59	41,14	2	0,625	0,204	0,96	0,28	0,24
ГПП-КТП4	10	Лин. 1 АПвП – (3х50/16) Лин. 2 АПвП – (3х50/16)	0,41	41,40	2	0,625	0,204	0,91	0,41	0,16
ГПП-КТП6	10	Лин. 1 АПвП – (3х35/16) Лин. 2 АПвП – (3х35/16)	0,42	26,21	2	0,894	0,109	0,89	0,46	0,14
ЗРУ-СД	10	АПвП – (3х35/16)	0,23	36,37	1	0,894	0,109	1,00	0,00	0,44
ЗРУ-СД	10	АПвП – (3х35/16)	0,23	36,37	1	0,894	0,109	1,00	0,00	0,30

Таким образом, был произведен выбор питающих проводников и выполнены проверки по условию нагрева и по допустимой потере напряжения.

2.6 Разработка линий электроснабжения до 1000 В по территории предприятия

Распределительная сеть ниже 1000 В по территории завода выполним кабельными линиями, проложенными в траншеях. Сечение кабельных линий выбирается по допустимому нагреву длительно протекающим максимальным током нагрузки.

Намечаем прокладку кабельных линий марки АВБбШв.

Пример расчета проводника, питающего РП1:

1. Расчетные мощности нагрузок, подключенных к РП1:

$$P_{\text{рп1}} = P_{\text{ц2}} = 116,35 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{рп1}} = Q_{\text{ц2}} = 102,61 \text{ кВар}$$

$$S_{\text{рп1}} = S_{\text{ц2}} = 155,13 \text{ кВА}$$

2. Расчетный ток РП1:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{рп1}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{155,13}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 117,85 \text{ А}.$$

Сечение по допустимому нагреву:

$$I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 = 132 \cdot 1,11 \cdot 0,9 \cdot 1 = 131,87 \text{ A} \geq I_p = 117,85 \text{ A},$$

где K_1, K_2, K_3 – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды, влияние рядом проложенных кабельных линий и фактическое удельное тепловое сопротивление земли, соответственно. Допустимая температура жил кабеля $t = +70^\circ\text{C}$. Температура окружающей среды нормальная (при прокладке в траншее $+15^\circ\text{C}$), соответственно $K_1 = 1,11$ [3, табл. 1.3.3]. По условиям прокладки в траншее проложено 2 кабеля. Поправочный коэффициент $K_2 = 0,9$ [3, табл. 1.3.26]. Для нормальной почвы $K_3 = 1$ [3, табл. 1.3.23].

Ближайшее стандартное значение для кабеля, прокладываемого в земле $F = 50 \text{ мм}^2$, а допустимый длительный ток $I_{\text{доп}} = 132 \text{ A}$ [14].

Выбранный провод успешно прошел проверку, останавливаем свой выбор на нем.

Выбранные сечения должны быть проверены по ряду технических факторов.

Пример проверки:

1. По условию нагрева при КЗ:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m},$$

где C_m – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ, $\text{A} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$; B_k – тепловой импульс тока КЗ, $\text{A}^2 \cdot \text{с}$.

$$B_k = I_{\text{no}}^2 (\tau + T_a),$$

где I_{no} – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ; τ – расчетное время отключения выключателя; T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma},$$

где x_Σ, r_Σ – результирующие индуктивное и активное сопротивление схемы относительно точки КЗ.

2. По потери напряжения:

Фактическая длина кабельной линии:

$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 \cdot 2 + L),$$
$$L_{\text{факт}} = 1,04 \cdot 1,02 \cdot (0,005 \cdot 2 + 0,026) = 0,038 \text{ км},$$

где L – длина линии по генплану, км; 1,04 – 4% запас длины кабеля на непрямолинейную прокладку; 1,02 – 2% запас длины кабеля на разделку, км; 0,005 – запас длины кабеля на выход из КТП и на ввод в цех, км;

Потеря напряжения на участке кабельной линии КТП1-РП1:

$$\Delta U = 3 \cdot I_p \cdot L_{\text{факт}} \left(\frac{r_{y\partial}}{n_u} \cdot \cos \varphi + \frac{x_{y\partial}}{n_u} \cdot \sin \varphi \right) =$$
$$= 3 \cdot 117,85 \cdot 0,038 \left(\frac{0,64}{2} \cdot 0,75 + \frac{0,06}{2} \cdot 0,66 \right) = 3,51 \text{ В},$$

где $r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ – удельные сопротивления выбранного кабеля [14];

$\cos \varphi$, $\sin \varphi$ – соответствуют коэффициенту мощности $\text{tg} \varphi$ в конце линии,

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{нр1}}}{P_{\text{нр1}}} = \frac{102,61}{116,35} = 0,88.$$

Потери на участке в процентах для выбранного кабеля:

$$\Delta U_{\%} = \frac{3,51}{380} \cdot 100\% = 0,92\% < 5\% .$$

Допустимое падение напряжение в силовом кабеле должно быть меньше 5%.

Выбранное сечение проходит проверку по тепловому воздействию нормального и послеаварийного режима, а также по допустимым потерям напряжения.

Оставляем кабель АВБбШв – 4х50 до проверки по термической стойкости токам КЗ.

Остальные расчеты выполняются аналогично, сведем результаты в таблицу 2.14 и 2.15.

Таблица 2.14 – Выбор сечений проводников сети ниже 1000 В

Участок	Мощность участка, кВА	пц	Расчетная нагрузка		Марка и сечение	I _{доп} , А	Допустимая нагрузка	
			I _{расч} , А	I _{п.ав} , А			$I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$	$K_{пер} \cdot I_{доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3$
КТП1-РП1	155,13	2	117,85	-	АВБбШв - 2(4×50)	132,00	131,87	-
КТП1-РП2	206,97	2	157,23	-	АВБбШв - 2(4×70)	165,00	164,84	-
КТП1-РП3	52,14	2	39,61	79,22	Лин. 1 АВБбШв - (4×25) Лин. 2 АВБбШв - (4×25)	94,00	104,34	119,99
КТП1-РП4	510,38	6	129,24	258,48	Лин. 1 АВБбШв - 3(4×150) Лин. 2 АВБбШв - 3(4×150)	254,00	239,65	275,60
КТП2-РП6	358,9	4	136,32	272,65	Лин. 1 АВБбШв - 2(4×150) Лин. 2 АВБбШв - 2(4×150)	254,00	253,75	291,81
КТП2-РП7	23,2	1	35,25	-	АВБбШв - (4×16)	71,00	78,81	-
КТП2-РП8	375,96	4	142,80	285,61	Лин. 1 АВБбШв - 2(4×150) Лин. 2 АВБбШв - 2(4×150)	254,00	253,75	291,81
КТП3-РП9	592,64	4	225,11	-	АВБбШв - 4(4×150)	254,00	225,55	-
КТП3-РП10	328,8	4	124,89	249,78	Лин. 1 АВБбШв - 2(4×120) Лин. 2 АВБбШв - 2(4×120)	226,00	225,77	259,64
КТП5-РП5	520,32	4	197,64	-	АВБбШв - 4(4×120)	226,00	200,69	-
КТП6-РП11	637,85	8	121,14	242,28	Лин. 1 АВБбШв - 4(4×150) Лин. 2 АВБбШв - 4(4×150)	254,00	225,55	259,38
КТП6-РП12	69,29	2	52,64	-	АВБбШв - 2(4×35)	114,00	113,89	-

Таблица 2.15 – Определение потерь напряжения во внутривозвратной сети

Участок	U _{ном} ,	Марка	L _{факт} ,	I _{расч} ,	n _ц ,	r ₀ ,	x ₀ ,	cosφ	sinφ	ΔU _{ном} , %
	кВ	провода	км	А	шт	Ом/км	Ом/км			
КТП1-РП1	0,38	АВБбШв - 2(4×50)	0,04	117,85	2	0,64	0,06	0,75	0,66	0,92
КТП1-РП2	0,38	АВБбШв - 2(4×70)	0,17	157,23	2	0,46	0,06	0,80	0,60	4,28
КТП1-РП3	0,38	Лин. 1 АВБбШв - (4×25) Лин. 2 АВБбШв - (4×25)	0,27	39,61	2	1,28	0,067	0,90	0,44	4,90
КТП1-РП4	0,38	Лин. 1 АВБбШв - 3(4×150) Лин. 2 АВБбШв - 3(4×150)	0,06	129,24	6	0,21	0,06	0,80	0,60	0,19
КТП2-РП6	0,38	Лин. 1 АВБбШв - 2(4×150) Лин. 2 АВБбШв - 2(4×150)	0,28	136,32	4	0,21	0,06	0,60	0,80	0,84
КТП2-РП7	0,38	АВБбШв - (4×16)	0,03	35,25	1	1,98	0,068	0,70	0,71	1,14
КТП2-РП8	0,38	Лин. 1 АВБбШв - 2(4×150) Лин. 2 АВБбШв - 2(4×150)	0,13	142,8	4	0,21	0,06	0,70	0,71	0,47
КТП3-РП9	0,38	АВБбШв - 4(4×150)	0,05	225,11	4	0,21	0,06	0,70	0,71	0,29
КТП3-РП10	0,38	Лин. 1 АВБбШв - 2(4×120) Лин. 2 АВБбШв - 2(4×120)	0,05	124,89	4	0,27	0,06	0,80	0,60	0,21
КТП5-РП5	0,38	АВБбШв - 4(4×120)	0,05	197,64	4	0,27	0,06	0,6	0,8	0,34
КТП6-РП11	0,38	Лин. 1 АВБбШв - 4(4×150) Лин. 2 АВБбШв - 4(4×150)	0,05	121,14	8	0,21	0,06	0,8	0,6	0,12
КТП6-РП12	0,38	АВБбШв - 2(4×35)	0,25	52,64	2	0,92	0,06	0,8	0,6	4,03

Таким образом, был произведен выбор питающих проводников и выполнены проверки по условию нагрева и по допустимой потере напряжения. В ходе проверок были выявлены провода, не проходящие проверку и, следовательно, были перебраны.

2.7 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

В электрических установках могут возникать различные виды КЗ, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

При расчете режимов короткого замыкания напряжение на шинах главной понизительной подстанции можно считать постоянным, и считать, что предприятие получает питание от системы неограниченной мощности. Данное упрощение позволяет считать, что периодическая составляющая тока КЗ

практически не изменяется во времени и остается постоянной на всем протяжении КЗ.

Для простоты расчетов – расчет КЗ следует вести в относительных единицах. Для этого составляется однолинейная расчетная схема сети (рисунок 2.8), а ее параметры приводятся к базисным величинам, и на её основе схему замещения (рисунок 2.9).

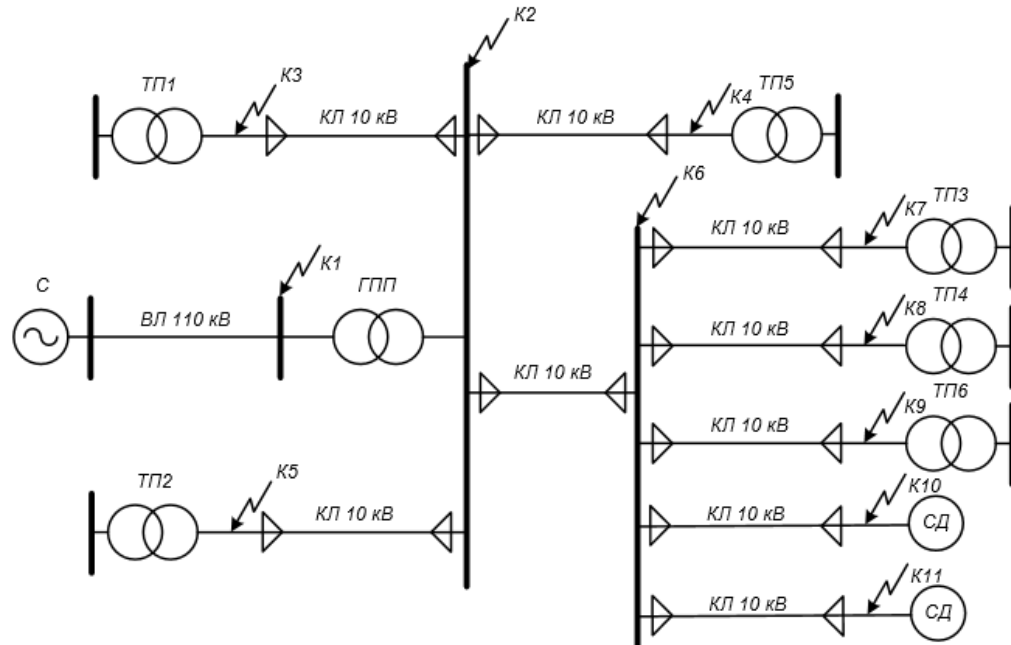


Рисунок 2.8 – Расчетная схема

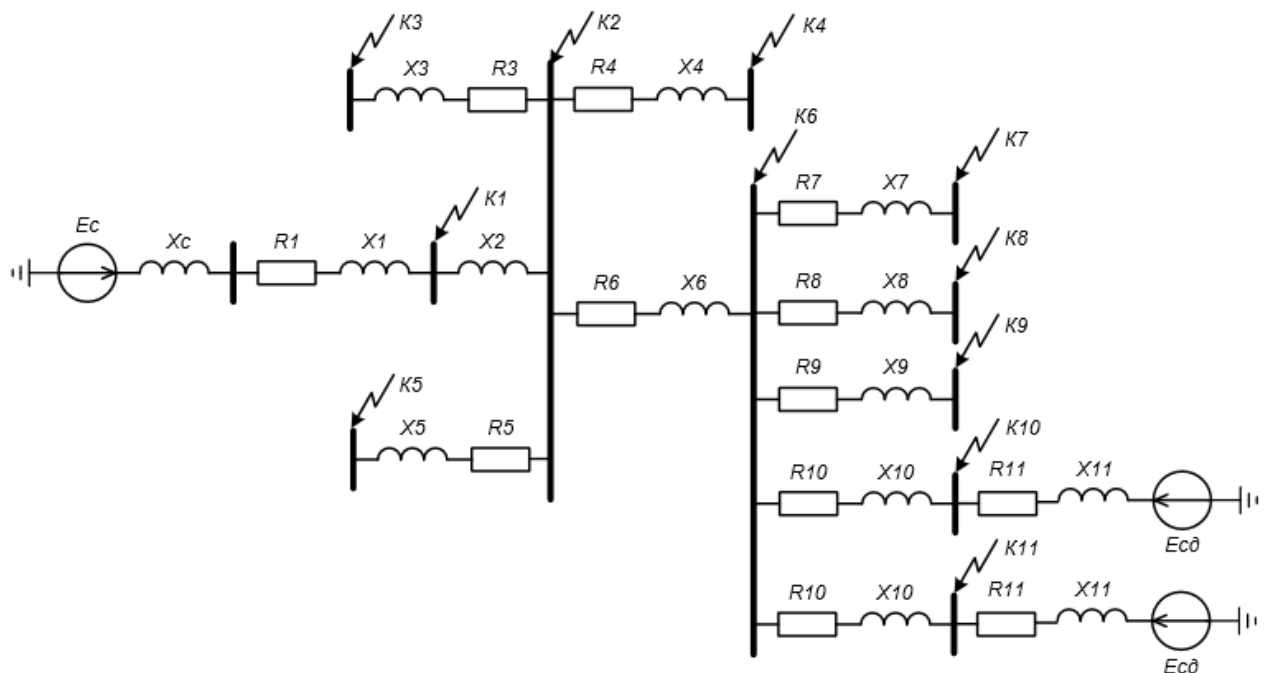


Рисунок 2.9 – Схема замещения

Принимаем базисные величины:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}, U_{61} = 115 \text{ кВ}, U_{62} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Определяем параметры схемы замещения, расчет ведем в относительных единицах, значения которых приведены к соответствующим ступеням напряжения. В данном расчете мощность системы можно считать бесконечной, сопротивлением системы также можно пренебречь.

Пример расчета в точке К1:

1. Сопротивление воздушной линии (ВЛ) ГПП:

$$R_1 = r_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{n_{\text{л}} \cdot U_{61}^2} = 0,46 \cdot 5 \cdot \frac{100}{1 \cdot 115^2} = 0,014 \text{ о.е.},$$

$$X_1 = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{n_{\text{л}} \cdot U_{61}^2} = 0,331 \cdot 5 \cdot \frac{100}{1 \cdot 115^2} = 0,012 \text{ о.е.}$$

2. Параметры электроэнергетической системы (ЭЭС):

$$X_c = 0 \text{ о.е.},$$

$$E_c = \frac{E}{U_{61}} = 1.$$

3. Результирующее сопротивление в точке:

$$R_{\text{рез1}} = R_1 = 0,014 \text{ о.е.},$$

$$X_{\text{рез1}} = X_c + X_1 = 0 + 0,012 = 0,012 \text{ о.е.},$$

$$Z_{\text{рез1}} = \sqrt{R_{\text{рез1}}^2 + X_{\text{рез1}}^2} = \sqrt{0,014^2 + 0,012^2} = 0,018 \text{ о.е.}$$

4. Действующее значение трехфазного КЗ в точке К1:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{E_c}{|Z_{\text{рез1}}|} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,018} \cdot 0,502 = 27,225 \text{ кА}.$$

5. Постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ в К1:

$$T_{a1} = \frac{X_{рез1}}{R_{рез1} \cdot \omega} = \frac{0,012}{0,014 \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,003 \text{ с.}$$

6. Ударный коэффициент КЗ в точке К1:

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,003}} = 1,026.$$

7. Ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{к1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,026 \cdot 27,225 = 39,489 \text{ кА.}$$

Произведем аналогичный расчет для остальных точек, результаты сведем таблицу 2.16

Таблица 2.16 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	$U_{ср.ном}, \text{кВ}$	$I_6, \text{кА}$	$R_{рез}$	$X_{рез}$	$Z_{рез}$	$I_k, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$k_{уд}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	115	0,502	0,014	0,012	0,018	27,225	0,003	1,026	39,489
К2	10,5	5,499	0,014	1,062	1,062	6,158	0,242	1,959	16,759
			1,097	11,387	11,440		0,033	1,739	
			1,097	11,387	11,440		0,033	1,739	
К3	10,5	5,499	0,037	1,069	1,070	5,141	0,092	1,897	13,792
К4	10,5	5,499	0,192	1,084	1,101	4,995	0,018	1,573	11,115
К5	10,5	5,499	0,116	1,095	1,101	4,994	0,030	1,717	12,127
К6	10,5	5,499	0,234	1,089	1,114	5,921	0,015	1,509	13,023
			0,877	11,360	11,394		0,041	1,785	
			0,877	11,360	11,394		0,041	1,785	
К7	10,5	5,499	0,568	1,198	1,326	4,148	0,007	1,226	7,189
К8	10,5	5,499	0,466	1,165	1,255	4,383	0,008	1,285	7,963
К9	10,5	5,499	0,574	1,131	1,268	4,337	0,006	1,203	7,379
К10, К11	10,5	5,499	0,421	1,129	1,205	5,058	0,009	1,310	9,732
			0,690	11,32	11,341		0,052	1,826	

Полученное по экономической плотности тока сечение высоковольтных линий необходимо проверить на термическую стойкость токами КЗ.

Пример проверки провода ВЛ АС-70/11:

1. Тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$B_k = I_{к1}^{(3)2} \cdot (\tau + T_{a1}) = 27225^2 (0,06 + 0,003) = 46695639 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

τ – расчетное время срабатывания выключателя по справочным данным [15, табл. П4.4];

2. Термический стойкое сечение равно:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{46695639}}{90} = 75,93 \text{ мм}^2 > F_{\text{факт}} = 70 \text{ мм}^2,$$

где $C_T = 90 A \cdot c^{\frac{1}{2}} / \text{мм}^2$ - значение термического коэффициента для неизолированных проводов по справочным данным [5, табл. 6.2] [3, пункт 1.4.16].

Предварительно выбранное сечение по термической стойкости не проходит. Меняем сечение на АС – 95/16.

Результаты проверок сечений проводов и кабелей термической стойкости токами КЗ сведем в таблицу 2.17.

Таблица 2.17 – Проверка проводников по термической стойкости

Линия	$U_{\text{ср.ном}},$ кВ	$I_k, \text{ А}$	$T_a, \text{ с}$	$B_k, \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	C_T	$F_{\min}, \text{ мм}^2$	$F_{\text{факт}},$ мм^2
ВЛ	115	27225	0,003	46695639,40	90	76	95
ГПП-КТП1	10,5	5141	0,092	3753043,10	75	26	50
ГПП-КТП2	10,5	4994	0,030	1995202,88	75	19	50
ГПП-КТП5	10,5	4995	0,018	1696601,70	75	17	35
ГПП-ЗРУ	10,5	5921	0,041	3190299,93	75	24	35
ГПП-КТП3	10,5	4148	0,007	980736,53	75	13	50
ГПП-КТП4	10,5	4383	0,008	1114219,96	75	14	50
ГПП-КТП6	10,5	4337	0,006	1053335,86	75	14	35
ЗРУ-СД	10,5	5058	0,052	2609503,13	75	22	35
ЗРУ-СД	10,5	5058	0,052	2609503,13	75	22	35

Все проводники прошли проверку.

3. Внешнее электроснабжение предприятия

3.1 Разработка схемы внешнего электроснабжения

Структурно главную понижающую подстанцию завода можно разделить на несколько основных частей: открытое распределительное устройство 110 кВ (ОРУ), силовой трансформатор и закрытое распределительное устройство 10 кВ (ЗРУ).

В состав ОРУ входят: разъединители, отделители, короткозамыкатели, измерительные трансформаторы тока и напряжения, высоковольтные выключатели, а также ограничители перенапряжения.

Силовой трансформатор обычно представлен двухобмоточными трансформаторами с возможностью регулирования нагрузки под напряжением (РПН), установленным в обмотку ВН.

Для распределения электрической энергии на напряжении 10 кВ требуется разработка закрытого распределительного устройства. Размер этого устройства на прямую зависит от количества присоединений на данном напряжении. Каждое присоединение к шинам 10 кВ требует отдельную ячейку КРУ. Основным элементом ЗРУ является секционированная система шин, к которым осуществляется присоединение цеховых трансформаторов, трансформаторов напряжения, устройств компенсации и т.п.

В пункте 2.2 было рассчитано экономически целесообразная величина напряжения питающих линий по формуле Илларионова. С учетом рекомендаций было принято напряжение питающих линий $U_{ном} = 110$ кВ.

Принимаем схему внешнего электроснабжения в виде двух блоков с выключателями Q1 и Q2 и неавтоматической перемычкой [16]. При нарушении в трансформаторе T1, сработает защита и подаст сигнал на отключение выключателя в цепях трансформатора на низкой Q3 и высокой Q1 стороне. Секционный выключатель низкой стороны Q5 подключит секцию, оставшуюся без напряжения.

Разъединители QS3 и QS4 в ремонтной перемычке нормально отключены. В случае вывода в ремонт трансформатора T1 или выключателя в цепи трансформатора Q3 или Q1 есть возможность оставить в работе обе питающие линии путем включения разъединителей перемычки QS3 и QS4. При этом сначала включается перемычка, а затем отключаются цепи трансформатора. Схема представлена на рисунке 3.1.

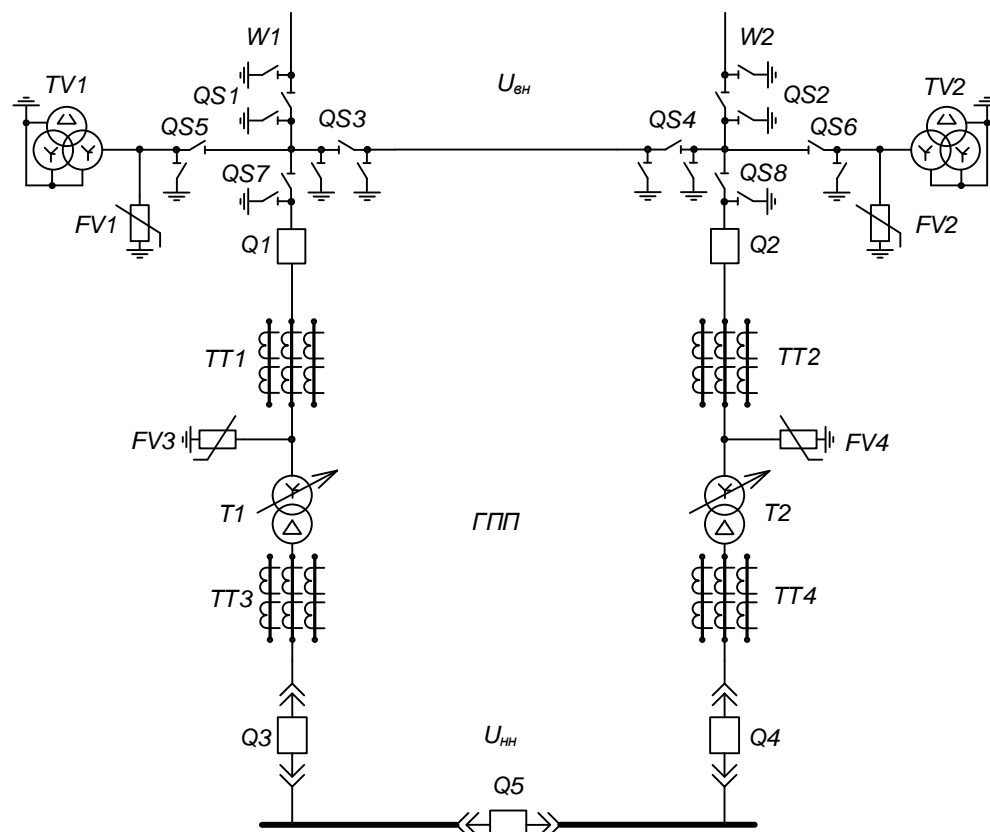


Рисунок 3.1 – Схема 4Н (два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии)

При использовании двух трансформаторов коэффициент загрузки не должен превышать 0,55, что объясняется возможностью сохранения работоспособности электроустановки при выходе из строя одного из трансформаторов. Работа исправного трансформатора допускается с загрузкой 1,1, но не более 5 дней подряд по 6 часов.

В пункте 2.5 была определена расчетная мощность трансформаторов ГПП с учетом определенной мощности компенсирующих устройств. К установке на

главной понизительной подстанции приняты два двухобмоточных трансформатора марки ТДН-10000/110.

Электроснабжение ГПП осуществляется по двухцепной воздушной линии электропередач, проложенной на стальных опорах сталеалюминевыми проводами марки АС.

В пункте 2.5 было выбрано сечение воздушной линии электропередачи методом экономической плотности тока. Так же были проведены необходимые проверки – проверка на перегрузочную способность, по допустимой потере напряжения, на механическую прочность и на корону. Марка провода и сечение линии принято АС-95/16.

3.2 Выбор силового оборудования

3.2.1 Выбор выключателей и разъединителей

Намечаем к установке на стороне ВН трансформатора ГПП элегазовый выключатель ВГТ-110-40/3150-ХЛ1 [17].

Намечаем к установке на стороне НН трансформатора ГПП вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20/1000-У2 [10].

Таблица 3.1 – Параметры выключателей

№	Параметр	Значение	
		ВГТ	ВВУ
1	Тип		
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	110	10
3	Номинальный ток $I_{ном}$, А	3150	1000
4	Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$, кА	40	20
5	Ток электродинамической стойкости $I_{дин}$, кА	40	20
6	Пик тока электродинамической стойкости $i_{дин}$, кА	102	52
7	Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	40	20
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$, с	3	3
9	Полное время отключения выключателя $t_{отк.в}$, с	0,055	0,05
10	Климатическое исполнение	ХЛ1	У2

Пример выбора и проверки выключателя на стороне ВН ГПП:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{н.а} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н} = 110 \text{ кВ}.$$

2. По максимальному рабочему току:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,1 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1,1 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 57,74 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 3150 \text{ A}.$$

3. По отключающей способности:

$$I_{\text{П,т}} = I_{\text{П0}} = 27,225 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}.$$

4. По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = 39,489 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}.$$

5. по термической стойкости:

$$B_k = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где приведенное время отключения КЗ:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл}} = 0,51 + 0,055 = 0,565 \text{ с},$$

тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{П0 (КЗ)}}^2 \cdot (t_{\text{пр}} + T_a) = 27,225^2 \cdot (0,565 + 0,003) = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

тепловая устойчивость установки:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты проверки выключателей

Параметр	ВГТ		ВВУ	
	Аппарат	Система	Аппарат	Система
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	110	110	10	10
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А	3150	57,730	1000	635,090
Номинальный ток отключения $I_{\text{откл.ном}}$, кА	40	27,225	20	6,158
Ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}}$, кА	40	27,225	20	6,158
Пик тока электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}$, кА	102	39,489	52	16,759
Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$, кА	40	27,225	20	6,158
Длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}}$, с	3	0,565	3	0,060
Полное время отключения выключателя $t_{\text{откл.в}}$, с	0,055	-	0,05	-
Климатическое исполнение	ХЛ1	ОРУ	У2	ЗРУ

Намечаем к установке на высокой стороне трансформатора ГПП разъединитель РН-СЭЩ-110/1250-ХЛ1 [10]. Так как на низкой стороне используются выкатные тележки, то разъединитель не устанавливается.

Пример выбора разъединителя:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{н.а} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н} = 110 \text{ кВ}.$$

2. По длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,1 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{1,1 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 57,73 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}.$$

3. По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = 39,489 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}.$$

4. По термической стойкости:

$$B_k = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где приведенное время отключения КЗ:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл}} = 0,51 + 0,055 = 0,565 \text{ с},$$

тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{п0 (КЗ)}}^2 \cdot (t_{\text{пр}} + T_a) = 27,225^2 \cdot (0,565 + 0,003) = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

тепловая устойчивость установки:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты выбора и проверки сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры разъединителя и его проверка

Параметр	РН	
	Аппарат	Система
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	110	110
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$, А	1250	57,73
Амплитуда предельного сквозного тока $i_{\text{пр.с}}$, кА	80	39,489
Ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$, кА	31,5	27,225
Длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}}$, с	3	0,565
Климатическое исполнение	ХЛ1	ОРУ

3.2.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Вторичной нагрузкой трансформаторов тока обычно являются амперметры, ваттметры, варметры и счетчики активной и реактивной электрической энергии [15, стр. 371, рис. 4.104; 15, стр. 362, табл. 4.11].

Типовая нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 3.4 [15, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 3.4 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора ГПП	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
Итого:			1,0	—	1,0
Сторона НН трансформатора ГПП	Амперметр	Э – 350	—	0,5	—
	Ваттметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
Итого:			5,5	0,5	5,5

Намечаем трансформаторы тока на высокой стороне ТВГ-110 УХЛ1 [17], а на нижней ТШЛ-10 УЗ [10].

Таблица 3.5 – Параметры трансформаторов тока

№	Параметр	Значение	
1	Тип	ТВГ	ТШЛ
2	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	110	10
3	Номинальный ток $I_{ном}$, А	100	1000
4	Вторичный номинальный ток трансформатора тока I_2 , А	5	5
5	Ток электродинамической стойкости $i_{дин}$, кА	160	—
6	Ток термической стойкости $I_{тер}$, кА	25	40
7	Кратность	250	35
8	Длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер}$, с	3	3
9	Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока	1,2	0,8

Продолжение таблицы 3.5

10	Класс точности	0,5	0,5
11	Климатическое исполнение	УХЛ1	У3

Пример выбора трансформатора тока:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{н.а} = 110 \text{ кВ} \geq U_{н} = 110 \text{ кВ}.$$

2. По длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,1 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}} = \frac{1,1 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 57,73 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}.$$

3. По току вторичной загрузки:

а) сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом};$$

б) допустимое сопротивление проводников

$$r_{\text{пр.треб}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,04 - 0,05 = 1,11 \text{ Ом};$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов при двух-трех приборах [5, с. 171];

в) для присоединения приборов к трансформаторам тока используем кабель с алюминиевыми жилами, тогда расчетное сечение кабеля:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{r_{\text{пр.треб}}} = \frac{0,0271 \cdot 65}{1,11} = 1,59 \text{ мм}^2;$$

$\rho = 0,0271 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – удельное сопротивление алюминия;

г) выбираем провод марки АКРВГ с сечением фазы $q_{\text{пр}} = 4 \text{ мм}^2$;

д) сопротивление выбранного кабеля:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q_{\text{пр}}} = \frac{0,0271 \cdot 65}{4} = 0,44 \text{ Ом};$$

е) итого вторичная нагрузка трансформатора:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,44 + 0,05 = 0,53 < Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}.$$

4. По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = 39,489 \text{ кА} \leq i_{дин} = 160 \text{ кА}.$$

5. По термической стойкости:

$$B_k = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{п0(КЗ)}^2 \cdot (t_{пр} + T_a) = 27,225^2 \cdot (0,565 + 0,003) = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

тепловая устойчивость установки:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результаты проверок трансформаторов тока сведем в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Выбор и проверка трансформаторов тока

Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные
ТТ1, ТТ2 Сторона ВН трансформатора	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 57,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
	$B_k = 421 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 39,489 \text{ кА}$	$i_{уд} = 160 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,53 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$
ТТ3, ТТ4 Сторона НН трансформатора	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{max} = 635,09 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
	$B_k = 11,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{уд} = 16,759 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,36 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,8 \text{ Ом}$

3.2.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 вольт, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Вторичной нагрузкой трансформаторов напряжения обычно являются вольтметры, ваттметры, варметры, частотомеры и счетчики активной и реактивной энергии [15, стр. 371, рис. 4.104; стр. 362, табл. 4.11].

Типовая нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 3.7 [15, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 3.7 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	$S_{обм}, В \cdot А$	$n_{обм}, шт$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$n_{приб}, шт$	Потр. мощн.	
								$P, Вт$	$Q, ВАр$
Сторона ВН трансформатора ГПП	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н – 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотомер	Н – 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
Итого:								19,0	0,0
Сторона НН трансформатора ГПП	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Э – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	7	0,14	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	7	0,14	0,0
Итого:								7,28	0,0

Намечаем к установке на стороне ВН трансформатора ГПП трансформатор напряжения ЗНГ-110 УХЛ1 [17].

Намечаем к установке на стороне НН трансформатора ГПП трансформатор напряжения НТМИ-10 [18].

Таблица 3.8 – Параметры трансформаторов напряжения

№	Параметр	Значение	
		ЗНГ	НТМИ
1	Тип		
2	Номинальное напряжение $U_{ном}, кВ$	110	10
3	Номинальная мощность $S_{ном}, В \cdot А$	400	150
4	Класс точности	0,5	0,5
5	Климатическое исполнение	У1	У3

Пример выбора и проверка трансформатора напряжения ВН и НН ГПП:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{н.а} = 110 кВ \geq U_{н} = 110 кВ.$$

2. По напряжению во вторичной нагрузке:

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{19^2 + 0} = 19 ВА < 400 ВА ;$$

Проверка трансформатора со стороны НН ГПП:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{н.а} = 10кВ \geq U_{н} = 10кВ.$$

2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_2 = \sqrt{P_2 + Q_2} = \sqrt{7,28^2 + 0} = 7,28 \text{ ВА} < 150 \text{ ВА}.$$

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем кабель АКРВГ с сечением жил $q = 4 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности [5, с.171].

3.2.4 Выбор ограничителей перенапряжения и заземлителей

Так как неизвестны все параметры рассматриваемой сети, то:

- Со стороны высокого напряжения принимаем к установке ограничитель напряжения марки ОПН-РК-110/56-10-680 УХЛ1 [19];
- Со стороны низкого напряжения ОПНп-10/10,5/10/1 УХЛ1 [20];
- На стороне высокого напряжения ЗРО-110-УХЛ1 [17];
- На стороне низкого напряжения ЗР-10НУЗ [21].

3.2.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для питания устройств подстанции принимают к установке трансформаторы собственных нужд. В данном случае они являются основным источником питания для: устройств обогрева выключателей и шкафов закрытого распределительного устройства, освещения подстанции, систем автоматики, пожаротушения и блоков конденсаторных батарей.

Номинальную мощность трансформаторов примерно намечаем, как 5% от расчетной мощности подстанции:

$$S_{с.н} = 0,05 \cdot S_{тр.ном} = 0,05 \cdot 10000 = 500 \text{ кВА}.$$

Выбираем два трансформатора ТСН - 630/10 [19].

3.2.6 Выбор плавких предохранителей

Для защиты трансформаторов собственных нужд выбираем предохранители. Номинальный ток плавкой вставки выбираем из расчета тока первичной обмотки трансформатора.

Номинальный ток первичной обмотки:

$$I_{\text{тр.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,37 \text{ А.}$$

Для установки выбираем предохранители типа ПКТ 102-10-50-12,5УЗ [20].

Для защиты трансформаторов напряжения выбираем предохранители. Номинальный ток плавкой вставки выбираем из расчета тока первичной обмотки трансформатора.

Номинальный ток первичной обмотки:

$$I_{\text{тр.ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,66 \text{ А.}$$

Для установки выбираем предохранители типа ПКТ101-10-10-12,5 УЗ [20].

Таблица 3.9 – Результаты проверки предохранителей

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
ПКТ 102-10-50-12,5УЗ		
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
36,37 А	50 А	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
6,158 кА	12,5 кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{ном.откл}}$
ПКТ101-10-10-12,5 УЗ		
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
8,66 А	10 А	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$
6,158 кА	12,5 кА	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{ном.откл}}$

3.3 Разработка схемы закрытого распределительного устройства

Распределительное устройство 10 кВ представляет собой набор ячеек КРУ, объединенных общей шиной. Все ячейки расположены в модельном здании в одном зале. Количество ячеек зависит от количества подключений. Под

подключениями понимаются как потребители, так и вспомогательное оборудование, компенсирующие устройства, трансформаторы напряжения, секционный аппарат и вводные аппараты.

При электроснабжении потребителей первой и второй категории необходимо две секции шин. В каждой секции находится одна ячейка с выключателем для подключения к питающему трансформатору. Секционный выключатель устанавливается на первой секции шин, а на второй секции ячейка с одним разъединителем.

Для подключения потребителей устанавливаются ячейки с выключателями по количеству присоединений к каждой шине.

Для подключения УКРМ выделяется по ячейке с выключателем на каждую секцию.

Для подключения трансформаторов напряжения выделяется по ячейке с разъединителем, разрядником и предохранителем на каждую секцию.

Собственные нужды подстанции удовлетворяются посредством трансформаторов собственных нужд, подключенных по одному на каждую секцию через ячейку с выключателем.

Пониженное напряжение с питающих трансформаторов передается по жестким шинам через проходные изоляторы, расположенные в стене здания, на вводные выключатели, подключенные к секциям шин распределительного устройства. Камеры одностороннего обслуживания (ячейки), располагаются рядами вдоль стен здания. На торцевой стене размещаются шкафы собственных нужд. Здание оборудовано двумя выходами.

Количество, состав и назначение ячеек КРУН приведено на рисунке 3.2.

Порядковый номер ячейки в КРУ		2-9, 16-23	11, 14	12	13	1, 24	10, 15
Номинальное напряжение, кВ	10						
Номинальный ток сборных шин, А	1000						
Вид оперативного тока, значение, В	пост., 220						
Схема главных цепей							
Назначение ячейки		Линия, резерв	Ввод	Секционный выключатель	Секционный выключатель	ТСН	ТН
ТСН мощность, кВА		—	—	—	—	630	—
ТТ класс точности		0,5	—	0,5	—	0,5	—
ТН класс точности		—	—	—	—	—	0,5
Ток плавкой вставки предохранителя		—	—	—	—	12,5	12,5
Тип выключателя		ВВУ-10-20/1000	ВВУ-10-20/1000	ВВУ-10-20/1000	—	—	—
Учет электрической энергии(да/нет)		да	да	нет	нет	да	нет
Релейная защита		да	да	нет	нет	нет	нет
Количество ячеек КРУ		16	2	1	1	2	2

Рисунок 3.2 – Состав и количество ячеек КРУН

4. Электроснабжение промышленных потребителей в здании штамповочного цеха

4.1 Распределение электроприёмников цеха по пунктам питания

Первоначальным этапом разработки системы электроснабжения цеха является группировка ЭП по пунктам питания. Выбирается схема прокладки сети с учетом эргономики производственного помещения, компоновки электроприемников и их мощности, а также в соответствии с характером производственной среды.

Цех имеет нормальную среду, в цехе много однотипного технологического оборудования. Электроприемники и распределительные пункты запитываются по радиальным линиям, проложенным в коробах и на лотках.

На рисунке 4.1 изображен план цеха с расположением распределительных пунктов и питаемых от них электроприемников.

Принятая схема обеспечивает требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость, и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников.

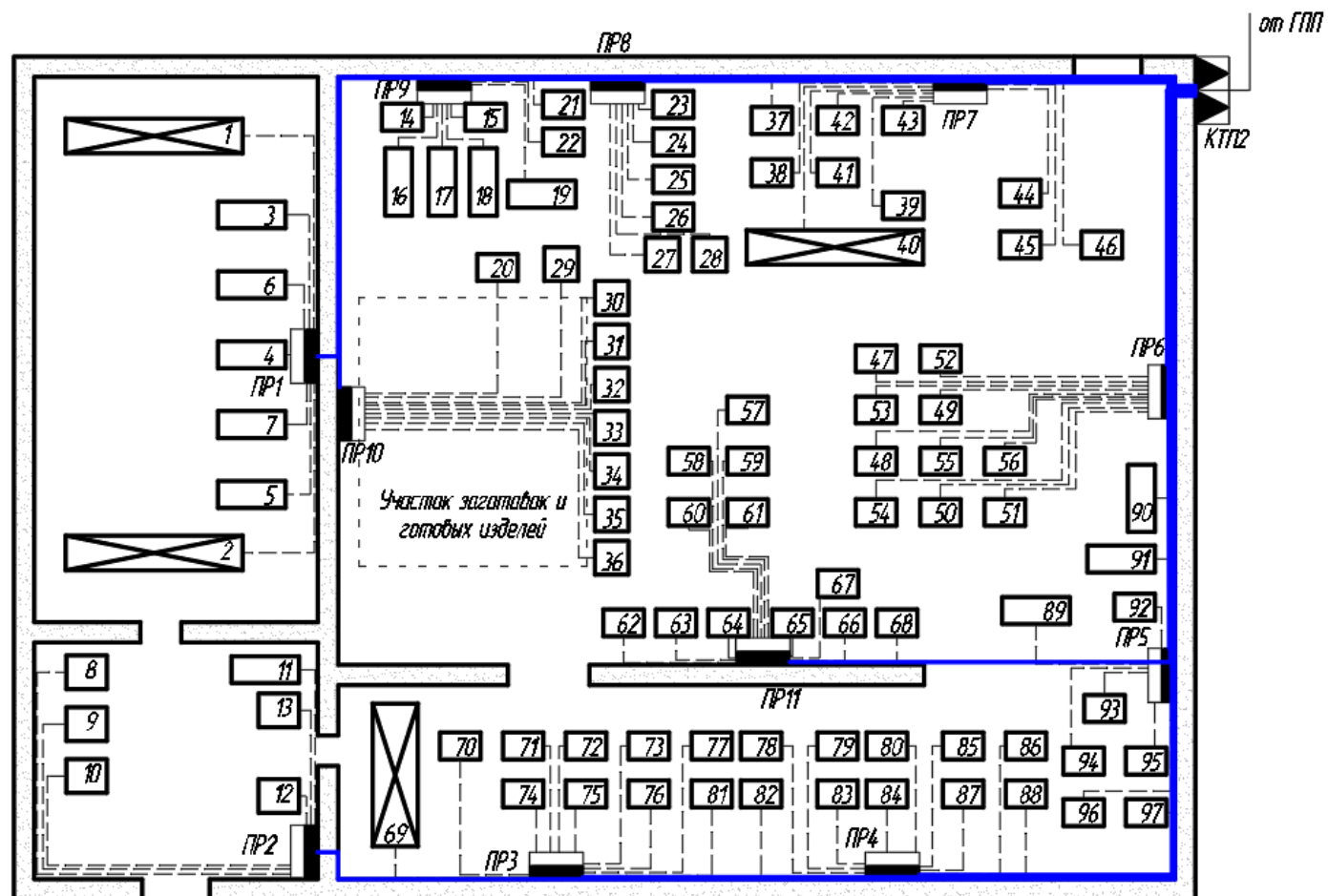


Рисунок 4.1 – План силовой и распределительной сети цеха

4.2 Расчет электрических нагрузок производственного помещения

Перед определением расчетной нагрузки цеха необходимо определить номинальные параметры электроприемников.

Пример расчета номинального и пускового тока ЭП на примере кран-балки ПВ 40%:

Кран-балка ПВ 40%:

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}} \sqrt{\text{ПВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{10 \sqrt{0,4}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,5 \cdot 0,87} = 22,09 \text{ А},$$

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}} = 2,5 \cdot 22,09 = 55,23 \text{ А},$$

где $P_{\text{ном}}$ - номинальная мощность электроприемника, кВт; $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение электроприемника; $\cos \varphi$ - коэффициент мощности; η - кпд привода установки; $K_{\text{пуск}}$ - кратность пускового тока.

Определение номинальных параметров электроприемников сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Распределение приемников по пунктам питания и определение их номинальных параметров

Наименование оборудования	n , шт	$P_{\text{ном}}$, кВт	$k_{\text{исп}}$	$\cos \varphi$	$\text{tg} \varphi$	η	$K_{\text{пуск}}$	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А
ПР1									
Кран-балка ПВ=40%	2	10	0,1	0,50	1,73	0,87	2,5	22,09	55,23
Печь тупиковая	3	7	0,8	0,95	0,33	1	-	11,20	11,20
Камера окрасочная	2	65	0,7	0,85	0,62	0,95	2,5	122,30	305,75
ПР2									
Электропечь	1	21	0,8	0,95	0,33	1	-	33,59	33,59
Пресс	1	26	0,25	0,65	1,17	0,89	5	68,29	341,43
Кузнечный горн	1	12	0,8	0,95	0,33	1	2,5	19,19	19,19
Электромолот	2	8	0,24	0,65	1,17	0,89	5	21,01	105,05
Электропечь	1	18	0,8	0,95	0,33	1	-	28,79	28,79

Продолжение таблицы 4.1

ПР3									
Кран-балка ПВ=25%	1	4	0,06	0,50	1,73	0,87	2,5	6,99	17,46
Машина литья	5	50	0,3	0,60	1,33	0,89	2,5	142,26	355,65
Печь плавно-раздаточная	4	20	0,8	0,95	0,33	1	-	31,99	31,99
ПР4									
Машина литья	3	50	0,3	0,60	1,33	0,89	2,5	142,26	355,65
Печь плавно-раздаточная	5	20	0,8	0,95	0,33	1	-	31,99	31,99
Машина литья	2	3	0,3	0,60	1,33	0,89	2,5	8,54	21,34
ПР5									
Галтовочный барабан	2	30	0,24	0,65	1,17	0,89	5	78,79	393,95
Обдирочный станок	1	7	0,17	0,65	1,17	0,89	5	18,38	91,92
Сверлильный станок	1	30	0,17	0,65	1,17	0,89	5	78,79	393,95
Печь плавно-раздаточная	1	15	0,8	0,95	0,33	1	-	23,99	23,99
Кантователь	1	16	0,3	0,60	1,33	0,89	5	45,52	227,62
Виброустановка	1	50	0,8	0,60	1,33	0,89	2,5	142,26	355,65
Гидронасос	1	30	0,8	0,85	0,62	0,89	2,5	60,25	150,63
Кран укосина	1	20	0,35	0,50	1,73	0,89	2,5	68,29	170,71
ПР6									
Машина литья	5	15	0,3	0,60	1,33	0,89	2,5	42,68	106,70
Печь плавно-раздаточная	5	10	0,8	0,95	0,33	1	-	15,99	15,99
ПР7									
Пресс-автомат	3	13	0,25	0,65	1,17	0,89	5	34,14	170,71
Кран-балка ПВ=40%	1	80	0,1	0,50	1,73	0,87	2,50	176,72	441,80
Разборочная машина	3	60	0,12	0,50	1,73	0,89	2,5	204,86	512,14
Пресс-автомат	1	11	0,25	0,65	1,17	0,89	5	28,89	144,45
Пресс	2	13	0,25	0,65	1,17	0,89	5	34,14	170,71
ПР8									
Установка шихтовки	2	50	0,75	0,95	0,33	0,89	2,5	89,85	224,62
Вертикально-сверлильный станок	1	8	0,17	0,65	1,17	0,89	5	21,01	105,05
Токарный станок	2	10	0,17	0,65	1,17	0,89	5	26,26	131,32
Фрезерный станок	1	22	0,17	0,65	1,17	0,89	5	57,78	288,90
ПР9									
Пресс	6	13	0,25	0,65	1,17	0,89	5	34,14	170,71
Заточный станок	2	5	0,17	0,65	1,17	0,89	5	13,13	65,66
ПР10									
Пресс	1	13	0,25	0,65	1,17	0,89	5	34,14	170,71
Пресс калибровочный	8	16	0,25	0,65	1,17	0,89	5	42,02	210,11
ПР11									
Пресс-автомат	5	11	0,25	0,65	1,17	0,89	5	28,89	144,45
Пресс	7	40	0,25	0,65	1,17	0,89	5	105,05	525,27

Пример расчета для распределительного пункта ПР9.

1. Номинальная и суммарная мощность (графы 1 – 4) на основании исходных данных к проектированию:

$$\sum P_{\text{ном}} = n \cdot P_{\text{ном}} = 6 \cdot 13 + 2 \cdot 5 = 88 \text{ кВт}.$$

2. Коэффициенты использования и мощности (графы 5 – 7) согласно справочным данным.

3. Среднесменная активная и реактивная мощность (графа 8 и 9):

$$P_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot \sum P_{\text{ном}} = 0,25 \cdot 78 + 0,17 \cdot 10 = 21,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{см}} = K_{\text{и}} \cdot \sum P_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi = 0,25 \cdot 78 \cdot 1,17 + 0,17 \cdot 10 \cdot 1,17 = 24,8 \text{ кВар}.$$

4. Средневзвешенный коэффициент использования нагрузки (итого графы 5):

$$K_{\text{и.гр}} = \frac{\sum P_{\text{см}}}{\sum P_{\text{ном}}} = \frac{21,2}{88} = 0,24.$$

5. Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности (итого графы 7):

$$\text{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{см}}}{P_{\text{см}}} = \frac{24,8}{21,2} = 1,17.$$

6. Эффективное число электроприемников n_3 (графа 10):

$$n_3 = \frac{P_{\text{ном}\Sigma}^2}{\sum (P_{\text{ном}})^2} = \frac{88^2}{13^2 \cdot 6 + 5^2 \cdot 2} = 7,28,$$

принимаем $n_3 = 7$ шт.

7. По данным пункта 4 и 6 коэффициент расчетной нагрузки $K_p = 1,54$ (графа 11).

8. Максимальная активная мощность силовой нагрузки (итого графа 12):

$$P_p = K_p \cdot \sum P_{\text{см}} = 1,54 \cdot 21,2 = 32,65 \text{ кВт}.$$

9. Максимальная реактивная мощность силовой нагрузки (графа 13):

$$Q_p = 1,1 \cdot \sum Q_{\text{см}} = 1,1 \cdot 24,8 = 27,28 \text{ кВар}.$$

10. Полная максимальная мощность силовой нагрузки (графа 14):

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{32,65^2 + 27,28^2} = 42,55 \text{ кВА}.$$

11. Расчетный ток (графа 15):

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{42,55}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 64,64 \text{ А}.$$

12. Пиковый ток (графа 16):

$$I_{пик} = I_{пуск}^{max} + (I_p - K_{и} \cdot I_{ном}^{max}) = 170,71 + (64,64 - 0,25 \cdot 34,14) = 226,82 \text{ А},$$

$I_{пуск}^{max}$ - ток приемника с самым большим значением пускового тока; I_p - расчетный ток пункта; $I_{ном}^{max}$ - номинальный ток приемника с наибольшим пусковым током; $K_{и}$ - коэффициент использования приемника с наибольшим пусковым током.

Максимальная электрическая нагрузка штамповочного цеха сведена в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Определение максимальных нагрузок цеха по пунктам питания

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП, n	Установленная мощность		Коэффициент использования $K_{и}$	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электроприемников n_3	Коэффициент расчетной нагрузки, K_p	Расчетная нагрузка			I_p, A	$I_{пик}, A$
		$P_{ном}, кВт$	$\Sigma P_{ном}, кВт$				$P_{см} = K_{и} \cdot P_{ном}, кВт$	$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg}\varphi, кВар$			$P_p = K_p \cdot P_{см}, кВт$	$Q_p = (1-1,1) \cdot Q_{см}, кВар$	$S_p = \sqrt{(P_p^2 + Q_p^2)}, кВА$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Пункт распределительный ПР-1															
Кран-балка ПВ=40%	2	6,3	12,6	0,10	0,50	1,73	1,26	2,18							
Печь тупиковая	3	7	21	0,80	0,95	0,33	16,80	5,54							
Камера окрасочная	2	65	130	0,70	0,85	0,62	91,00	56,42							
Итого по ПР-1	7	6,3 - 65	163,6	0,67	0,86	0,59	109,06	64,14	3	1,14	124,33	70,55	142,95	217,19	437,33
Пункт распределительный ПР-2															
Пресс	1	26	26	0,25	0,65	1,17	6,50	7,61							
Электромотолот	2	8	16	0,24	0,65	1,17	3,84	4,49							
Электропечь	2	18 - 21	39	0,80	0,95	0,33	31,20	10,30							
Кузнечный горн	1	12	12	0,80	0,95	0,33	9,60	3,17							
Итого по ПР-2	6	8 - 26	93	0,55	0,89	0,50	51,14	25,56	5	1,08	55,23	28,12	61,98	94,16	418,52
Пункт распределительный ПР-3															
Кран-балка ПВ=25%	1	1	1	0,06	0,50	1,73	0,06	0,10							

Продолжение таблицы 4.2

Машина литья	5	50	250	0,30	0,60	1,33	75,00	99,75							
Печь плавильно-раздаточная	4	20	80	0,80	0,95	0,33	64,00	21,12							
Итого по ПР-3	10	1 - 50	331	0,42	0,75	0,87	139,06	120,97	7	1,12	155,75	133,07	204,86	311,25	624,22
Пункт распределительный ПР-4															
Машина литья	5	3 - 50	156	0,30	0,60	1,33	46,80	62,24							
Печь плавильно-раздаточная	5	20	100	0,80	0,95	0,33	80,00	26,40							
Итого по ПР-4	10	3 - 50	256	0,50	0,82	0,70	126,80	88,64	7	1,10	139,48	97,50	170,18	258,56	571,53
Пункт распределительный ПР-5															
Галтовочный барабан	2	30	60	0,24	0,65	1,17	14,40	16,85							
Обдирочный станок	1	7	7	0,17	0,65	1,17	1,19	1,39							
Сверлильный станок	1	30	30	0,17	0,65	1,17	5,10	5,97							
Кантователь	1	16	16	0,30	0,60	1,33	4,80	6,38							
Кран укосина	1	20	20	0,35	0,50	1,73	7,00	12,11							
Виброустановка	1	50	50	0,80	0,60	1,33	40,00	53,20							
Гидронасос	1	30	30	0,80	0,85	0,62	24,00	14,88							
Печь плавильно-раздаточная	1	15	15	0,80	0,95	0,33	12,00	3,96							
Итого по ПР-5	9	7 - 50	228	0,48	0,69	1,06	108,49	114,74	7	1,10	119,34	126,21	173,70	263,91	638,95
Пункт распределительный ПР-6															
Машина литья	5	15	75	0,30	0,60	1,33	22,50	29,93							
Печь плавильно-раздаточная	5	10	50	0,80	0,95	0,33	40,00	13,20							
Итого по ПР-6	10	10 - 15	125	0,50	0,82	0,69	62,50	43,13	9	1,07	66,87	47,44	81,99	124,57	218,46
Пункт распределительный ПР-7															
Прессы	6	11 - 13	76	0,25	0,65	1,17	19,00	22,23							
Кран-балка ПВ=40%	1	80	80	0,10	0,50	1,73	8,00	13,84							

Продолжение таблицы 4.2

Разборочная машина	3	60	180	0,12	0,50	1,73	21,60	37,37							
Итого по ПР-7	10	11 - 60	336	0,14	0,55	1,51	48,60	73,44	6	1,96	95,26	80,78	124,90	210,77	677,32
Пункт распределительный ПР-8															
Металлорежущие станки	4	8 - 22	50	0,17	0,65	1,17	8,50	9,95							
Установка шихтовки	2	50	100	0,75	0,95	0,33	75,00	24,75							
Итого по ПР-8	6	8 - 50	150	0,56	0,92	0,42	83,50	34,70	4	1,12	93,52	38,17	101,01	153,47	432,54
Пункт распределительный ПР-9															
Пресс	6	13	78	0,25	0,65	1,17	19,50	22,82							
Заточный станок	2	5	10	0,17	0,65	1,17	1,70	1,99							
Итого по ПР-9	8	5 - 13	88	0,24	0,65	1,17	21,20	24,80	7	1,54	32,65	27,28	42,55	64,64	226,82
Пункт распределительный ПР-10															
Прессы	9	13 - 16	141	0,25	0,65	1,17	35,25	41,24							
Итого по ПР-10	9	13 - 16	141	0,25	0,65	1,17	35,25	41,24	9	1,16	40,89	45,36	61,07	92,79	292,39
Пункт распределительный ПР-11															
Прессы	12	11 - 40	335	0,25	0,65	1,17	83,75	97,99							
Итого по ПР-11	12	11 - 40	335	0,25	0,65	1,17	83,75	97,99	10	1,13	94,64	97,99	136,23	206,98	705,99
Итого силовая нагрузка	97	1 - 65	2217,2	0,30	0,80	0,76	666,41	503,27	68	1,00	666,41	503,27			
Освещение	96	0,1	9,6	0,85	0,98	0,20	8,16	1,63			8,16	1,63	8,32		
Итого по цеху	97		2239,38	0,30	0,80	0,75	685,26	507,04			674,57	504,9	841,74	1278,89	1777,90

4.3 Выбор защитных аппаратов и проводников

Выбор автоматических выключателей происходит в соответствии с рабочими и пусковыми (пиковыми) токами ЭП (или группы ЭП), которые они защищают.

Пункты распределительные выбираются в соответствии с количеством присоединений и расчетного тока.

Проводники распределительных пунктов и отдельных ЭП выбираются в соответствии с рабочими токами и поправочными коэффициентами на прокладку и температуры.

Режим работы нейтрали электрической сети TN-C. Для системы характерно объединение функционального и защитного нулевых проводников. Классической TN-C системой является традиционная четырехпроводная схема электроснабжения с тремя фазными и одним нулевым проводом. Основная шина заземления в данном случае – глухозаземленная нейтраль, с которой дополнительными нулевыми проводами необходимо соединить все открытые детали, корпуса и металлические части приборов, способные проводить электрический ток.

Выбор отходящего автоматического выключателя трансформатора:

1. Максимальный рабочий ток подстанции:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{\beta \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2127,08 \text{ А}.$$

2. Пиковый ток подстанции:

$$I_{\text{пик.пс}} = I_{\text{пуск}}^{\text{мах}} + (I_{\text{р.пс}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{мах}}) = 525,27 + (2127,08 - 0,25 \cdot 105,05) = 2626,09 \text{ А}.$$

Намечаем к установке автомат марки ВА-75-45 с $I_{\text{Т}} = 2500 \text{ А}$, и $K_3 = 2$ [4, табл.4.10].

Выполняем проверку намеченного автомата:

1. По нагреву расчетным током:

$$I_{\text{Т}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{раб.мах}},$$

$$I_{\text{Т}} = 2500 \text{ А} \geq 1,1 \cdot 2127,08 = 2339,79 \text{ А}.$$

2. По условию перегрузки пиковым током:

$$I_{\text{расц.з}} = I_m \cdot K_z \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}},$$

$$5000 \text{ A} \geq 1,25 \cdot 2626,09 = 3282,613 \text{ A}.$$

Выбранный автомат прошел проверку.

Выбор секционного автоматического выключателя РУНН ТП:

1. Максимальный рабочий ток подстанции:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{\beta \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2127,08 \text{ A}.$$

2. Расчетный ток секционного выключателя:

$$I_{\text{р.св}} = 0,7 \cdot I_{\text{раб.мах}} = 0,7 \cdot 2127,08 = 1488,96 \text{ A}.$$

3. Пиковый ток сборных шин:

$$I_{\text{пик.сш}} = I_{\text{пуск}}^{\text{мах}} + (I_{\text{р.св}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном}}^{\text{мах}}) = 525,27 + (1488,96 - 0,7 \cdot 105,05) = 1940,695 \text{ A}.$$

Намечаем к установке автомат марки ВА-75-45 с $I_T = 2500 \text{ A}$, и $K_z = 2$ [4, табл.4.10].

Выполняем проверку намеченного автомата:

1. По нагреву расчетным током:

$$I_T \geq 1,1 \cdot I_{\text{р.св}},$$

$$I_T = 2500 \text{ A} \geq 1,1 \cdot 1488,96 = 1637,86 \text{ A}.$$

2. По условию перегрузки пиковым током:

$$I_{\text{расц.з}} = K_z \cdot I_m \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик.сш}},$$

$$5000 \text{ A} \geq 1,25 \cdot 1940,695 = 2425,87 \text{ A}.$$

Выбранный автомат прошел проверку.

Производим выбор пункта распределительного ПР1:

1. Расчетный ток пункта распределительного:

$$I_{\text{р.пр}} = 217,19 \text{ A}.$$

2. Количество подключений:

$$n_{\text{эп}} = 7.$$

Принимаем к установке пункты распределительные серии ПР8501 с вводными выключателями серии ВА57 [22]. Результаты выбора сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Пункты распределительные

Узел питания	Расчетный ток I_p , А	$n_{\text{покдл}}$	Тип шкафа	n_{max}	$I_{\text{н.пр}}$, А
ПР1	217,19	7	ПР8501-2088-2-УЗ	8	360
ПР2	94,16	6	ПР8501-2067-2-УЗ	8	225
ПР3	311,25	10	ПР8501-2089-2-УЗ	10	360
ПР4	258,56	10	ПР8501-2093-2-УЗ	12	567
ПР5	263,91	9	ПР8501-2089-2-УЗ	10	360
ПР6	124,57	10	ПР8501-2073-2-УЗ	10	225
ПР7	210,77	10	ПР8501-2073-2-УЗ	10	225
ПР8	153,47	6	ПР8501-2067-2-УЗ	8	225
ПР9	64,64	8	ПР8501-2067-2-УЗ	8	225
ПР10	92,79	9	ПР8501-2073-2-УЗ	10	225
ПР11	206,98	12	ПР8501-2093-2-УЗ	12	567

Участок КТП2 – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1:

$$I_p = 217,19 \text{ А} \quad I_{\text{пик}} = 437,33 \text{ А}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА57–35 с параметрами $I_T = 250 \text{ А}$, $I_{\text{расц.э}} = 750 \text{ А}$ [23].

Выполняем проверку намеченного автомата:

1. По нагреву расчетным током:

$$I_T \geq 1,1 \cdot I_p,$$

$$I_T = 250 \text{ А} \geq 1,1 \cdot 217,19 = 238,91 \text{ А}.$$

2. Условию перегрузки пиковым током:

$$I_{\text{расц.э}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}},$$

$$750A \geq 1,25 \cdot 437,33 = 546,66 A.$$

Выбранный автомат прошел проверку.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГнг-LS – 2(4×70) с $I_{\text{доп}} = 149 A$ [14].

1. Сечение по допустимому нагреву:

$$I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 = 298 \cdot 1 \cdot 0,85 = 253,3 A \geq \frac{I_p}{n_y} = 108,60 A,$$

$K_1 = 1$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры [5, табл. 9.1] для нормальной производственной среды $t = +25^\circ C$ длительно находящейся в таком состоянии (более 1 дня); $K_2 = 0,85$ – коэффициент прокладки 5-6 линий, проложенных пучками [5, табл. 9.2].

2. Согласование с аппаратом защиты:

$$I_{\text{доп}} = 298 A \geq \frac{K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{защ}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1 \cdot 250}{1 \cdot 0,85} = 294,12 A,$$

где $I_{\text{защ}}$ – ток уставки срабатывания защитного аппарата; $K_{\text{защ}}$ – кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата. Значения $K_{\text{защ}}$ и $I_{\text{защ}}$ определяют [5, таблица 9.4] в зависимости от характера сети, типа изоляции проводов и кабелей, условий окружающей среды.

3. По потери напряжения:

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,2 \cdot 217,19 \cdot 0,073 = 3,17 < 5\%$$

где l – длина рассматриваемой линии с учетом непрямолинейной прокладки кабеля (обрезка, обход конструкций и оборудования...), км; 5% – допустимое значение потерь напряжения; ΔU_0 – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [8, стр. 91, табл. П.2.11], %/(А·км).

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Участок ПР1-ЭП№1

Расчетный и пиковый ток ЭП:

$$I_p = 22,09 A \quad I_{\text{пуск}} = 55,237 A$$

Намечаем к установке автомат марки ВА51–35 с параметрами $I_{\text{ном.ав}} = 25 A$, $I_T = 25 A$, $I_{\text{расц.э}} = 125 A$ [24].

Выполняем проверку намеченного автомата:

1. По нагреву расчетным током:

$$I_T \geq 1,1 \cdot I_p,$$

$$I_T = 25 \text{ A} \geq 1,1 \cdot 22,09 = 24,3 \text{ A}.$$

2. Условию перегрузки пиковым током:

$$I_{\text{расц.э}} \geq 1,5 \cdot I_{\text{пуск}},$$

$$125 \text{ A} \geq 1,5 \cdot 55,237 = 82,86 \text{ A}.$$

Намечаем выбор кабеля марки АВВГнг-LS – (4×6) с $I_{\text{доп}} = 34 \text{ A}$ [14].

1. Сечение по допустимому нагреву:

$$I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 = 34 \cdot 1 \cdot 0,75 = 25,5 \text{ A} \geq I_p = 22,09 \text{ A},$$

$K_1 = 1$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры [5, табл. 9.1] для нормальной производственной среды $t = +25^\circ \text{C}$ длительно находящейся в таком состоянии (более 1 дня); $K_2 = 0,75$ – коэффициент прокладки 7-9 линий, проложенных пучками [5, табл. 9.2].

2. Согласование с аппаратом защиты:

$$I_{\text{доп}} = 34 \text{ A} \geq \frac{K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{защ}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1 \cdot 25}{1 \cdot 0,75} = 33,33 \text{ A},$$

где $I_{\text{защ}}$ – ток уставки срабатывания защитного аппарата; $K_{\text{защ}}$ – кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата. Значения $K_{\text{защ}}$ и $I_{\text{защ}}$ определяют [5, таблица 9.4] в зависимости от характера сети, типа изоляции проводов и кабелей, условий окружающей среды.

Результаты выбора и проверки аппаратов защиты и проводников сведем в таблицы 4.4 – 4.6.

Таблица 4.4 – Выбор аппаратов защиты

Участок	I_p, A	$I_{пик}, A$	$1,1 \cdot I_p, A$	$1,25 \cdot I_{пик}, A$	Автомат	
					Тип	$I_{г}/I_{расц.э}, A$
Отходящий выключатель ТП	2127,08	2626,09	2339,79	3282,61	ВА-75-45	2500/5000
Секционный выключатель РУНН ТП	1488,96	1940,70	1637,86	2425,87	ВА-75-45	2500/5000
ПР1	217,19	437,33	238,91	546,67	ВА-57-35	250/750
ПР2	94,16	418,52	103,58	523,15	ВА-57-35	200/1000
ПР3	311,25	624,22	342,37	780,27	ВА-57-39	400/1000
ПР4	258,56	571,53	284,42	714,42	ВА-57-39	320/1000
ПР5	263,91	638,95	290,30	798,69	ВА-57-39	320/1000
ПР6	124,57	218,46	137,03	273,08	ВА-57-35	160/500
ПР7	210,77	677,32	231,85	846,65	ВА-57-39	320/1500
ПР8	153,47	432,54	168,82	540,68	ВА-57-35	250/750
ПР9	64,64	226,82	71,11	283,53	ВА-57-35	80/500
ПР10	92,79	292,39	102,06	365,49	ВА-57-35	125/800
ПР11	206,98	705,99	227,68	882,48	ВА-57-35	250/1500

Таблица 4.5 – Выбор проводников

Участок	Способ прокладки	$K_{п1}$	$K_{п2}$	$\frac{I_p}{K_{п1} \cdot K_{п2}},$ А	K_3	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{п1} \cdot K_{п2}},$ А	Кабель		L, км	$\Delta U_0, \%$	$\Delta U_p, \%$
							Марка	$I_{доп}, A$			
ПР1	В коробе, на лотках	1	0,85	255,52	1	294,12	АВВГнг-LS - 2(4 × 70)	149	0,073	0,200	3,17
ПР2				110,78		235,29	АВВГнг-LS - (4 × 150)	242	0,103	0,151	2,69
ПР3				366,18		470,59	АВВГнг-LS - 2(4 × 150)	242	0,083	0,151	4,63
ПР4				304,19		376,47	АВВГнг-LS - 2(4 × 120)	212	0,069	0,117	3,40
ПР5				310,48		376,47	АВВГнг-LS – 2(4 × 120)	212	0,040	0,109	1,15
ПР6				146,55		188,24	АВВГнг-LS - (4 × 120)	212	0,024	0,117	0,35
ПР7				247,96		376,47	АВВГнг-LS - 2(4 × 120)	212	0,019	0,095	0,38
ПР8				180,55		294,12	АВВГнг-LS - 2(4 × 70)	149	0,039	0,200	1,20
ПР9				76,05		94,12	АВВГнг-LS - (4 × 50)	117	0,050	0,210	0,68
ПР10				109,16		147,06	АВВГнг-LS - (4 × 70)	149	0,076	0,160	1,19
ПР11				243,51		294,12	АВВГнг-LS - 2(4 × 70)	149	0,139	0,160	4,74

Таблица 4.6 – Выбор проводников электроприемников

Приемник	I _{ном} , А	I _{пуск} , А	1,1·I _{ном} , А	1,5·I _{пуск} , А	Автомат			K _{п1}	K _{п2}	$\frac{I_p}{K_{п1} \cdot K_{п2}},$ А	K _з	$\frac{K_з \cdot I_з}{K_{п1} \cdot K_{п2}},$ А	Кабель		
					Тип	I _{тепл} , А	I _{э.о.} , А						Марка	I _{доп} , А	
ПР1															
Кран-балка ПВ=40%	22,09	55,23	24,299	82,845	ВА-51-35	25	125	1	0,75	29,45	1	33,33	АВВГнг-LS - (4 × 6)	34	
Печь тупиковая	11,20	11,20	12,320	16,800	ВА-51-35	16	125		0,75	14,93		21,33	АВВГнг-LS - (4 × 4)	26	
Камера окрасочная	122,3	305,75	134,530	458,625	ВА-51-35	160	500		0,75	163,07		213,33	АВВГнг-LS - 2(4 × 50)	117	
ПР2															
Электропечь	33,59	33,59	36,949	50,385	ВА-51-35	40	250	1	0,85	39,52	1	47,06	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62	
Пресс	68,29	341,43	75,119	512,145	ВА-51-35	80	630		0,85	80,34		94,12	АВВГнг-LS - (4 × 35)	98	
Кузнечный горн	19,19	19,19	21,109	28,785	ВА-51-35	25	125		0,85	22,58		29,41	АВВГнг-LS - (4 × 6)	34	
Электромолот	21,01	105,05	23,111	157,575	ВА-51-35	25	200		0,85	24,72		29,41	АВВГнг-LS - (4 × 6)	34	
Электропечь	28,79	28,79	31,669	43,185	ВА-51-35	40	250		0,85	33,87		47,06	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62	
ПР3															
Кран-балка ПВ=25%	6,99	17,46	7,689	26,190	ВА-51-35	16	125	1	0,70	9,99	1	22,86	АВВГнг-LS - (4 × 4)	26	
Машина литья	142,26	355,65	156,486	533,475	ВА-51-35	160	630		0,70	203,23		228,57	АВВГнг-LS - 2(4 × 50)	117	

Продолжение таблицы 4.6

Печь плавно раздаточная	31,99	31,99	47,985	47,985	BA-51-35	50	250		0,70	45,70		71,43	АВВГнг-LS - (4 × 25)	80
ПР4														
Машина литья	142,26	355,65	156,486	533,475	BA-51-35	160	630	1	0,70	203,23	1	228,57	АВВГнг-LS - 2(4 × 50)	117
Печь плавно раздаточная	31,99	31,99	35,189	47,985	BA-51-35	40	250		0,70	45,70		57,14	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Машина литья	8,54	21,34	9,394	32,010	BA-51-35	16	125		0,70	12,20		22,86	АВВГнг-LS - (4 × 4)	26
ПР5														
Галтовочный барабан	78,79	393,95	86,669	590,925	BA-51-35	100	750	1	0,75	105,05	1	133,33	АВВГнг-LS - (4 × 70)	149
Обдирочный станок	18,38	91,92	20,218	137,880	BA-51-35	25	150		0,75	24,51		33,33	АВВГнг-LS - (4 × 6)	34
Сверлильный станок	78,79	393,95	86,669	590,925	BA-51-35	100	750		0,75	105,05		133,33	АВВГнг-LS - (4 × 70)	149
Печь плавно раздаточная	23,99	23,99	29,645	35,985	BA-51-35	40	250		0,75	31,99		53,33	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Кантователь	45,52	227,62	50,072	341,430	BA-51-35	63	500		0,75	60,69		84,00	АВВГнг-LS - (4 × 35)	98
Виброустановка	142,26	355,65	156,486	533,475	BA-51-35	160	630		0,75	189,68		213,33	АВВГнг-LS - 2(4 × 50)	117
Гидронасос	60,25	150,63	66,275	225,945	BA-51-35	80	250		0,75	80,33		106,67	АВВГнг-LS - (4 × 50)	117
Кран укосина	68,29	170,71	75,119	256,065	BA-51-35	80	400		0,75	91,05		106,67	АВВГнг-LS - (4 × 50)	117
ПР6														
Машина литья	42,68	106,70	46,948	160,050	BA-51-35	50	250	1	0,70	60,97	1	71,43	АВВГнг-LS - (4 × 25)	80
Печь плавно раздаточная	15,99	15,99	17,589	23,985	BA-51-35	25	125		0,70	22,84		35,71	АВВГнг-LS - (4 × 10)	46
ПР7														
Пресс-автомат	34,14	170,71	37,554	256,065	BA-51-35	40	400	1	0,70	48,77	1	57,14	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Кран-балка ПВ=40%	176,72	441,80	190,025	662,700	BA-51-35	200	750		0,70	252,46		285,71	АВВГнг-LS - 2(4 × 70)	149

Продолжение таблицы 4.6

Разборочная машина	204,86	512,14	225,346	768,210	BA-51-35	250	1000		0,70	292,66		357,14	АВВГнг-LS - 2(4 × 95)	183
Пресс-автомат	28,89	144,45	31,779	216,675	BA-51-35	40	250		0,70	41,27		57,14	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Пресс	34,14	170,71	37,554	256,065	BA-51-35	40	400		0,70	48,77		57,14	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
ПР8														
Установка шихтовки	89,85	224,62	98,835	336,930	BA-51-35	100	400	1	0,85	105,71	1	117,65	АВВГнг-LS - (4 × 70)	149
Вертикально-сверлильный станок	21,01	105,05	23,111	157,575	BA-51-35	25	200		0,85	24,72		29,41	АВВГнг-LS - (4 × 6)	34
Токарный станок	26,26	131,32	28,886	196,980	BA-51-35	40	250		0,85	30,89		47,06	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Фрезерный станок	57,78	288,9	63,558	433,350	BA-51-35	80	630		0,85	67,98		94,12	АВВГнг-LS - (4 × 35)	98
ПР9														
Пресс	34,14	170,71	37,554	256,065	BA-51-35	40	400	1	0,75	45,52	1	53,33	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Заточный станок	13,13	65,66	14,443	98,490	BA-51-35	16	125		0,75	17,51		21,33	АВВГнг-LS - (4 × 4)	26
ПР10														
Пресс	34,14	170,71	37,554	256,065	BA-51-35	40	400	1	0,75	45,52	1	53,33	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Пресс калибровочный	42,02	210,11	46,222	315,165	BA-51-35	50	500		0,75	56,03		66,67	АВВГнг-LS - (4 × 25)	80
ПР11														
Пресс-автомат	28,89	144,45	31,779	216,675	BA-51-35	40	250	1	0,70	41,27	1	57,14	АВВГнг-LS - (4 × 16)	62
Пресс	105,05	525,27	115,555	787,905	BA-51-35	125	1000		0,70	150,07		178,57	АВВГнг-LS - (4 × 95)	183

4.4 Оценка установившегося отклонения напряжений

Отклонение напряжения в силовых сетях промышленных предприятий не должно превышать $\pm 5\%$ от номинального напряжения.

На шинах 6-10 кВ подстанции, к которой присоединены распределительные сети, напряжение должно поддерживаться не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Рассмотрим цепочку ГПП – КТП2 – ПРЗ – ЭП №70, расчетная схема которой представлена на рисунке 4.2.

Расчетные данные наиболее удалённого и мощного электроприемника (машина литья): $P_{\text{ном}} = 50$ кВт.

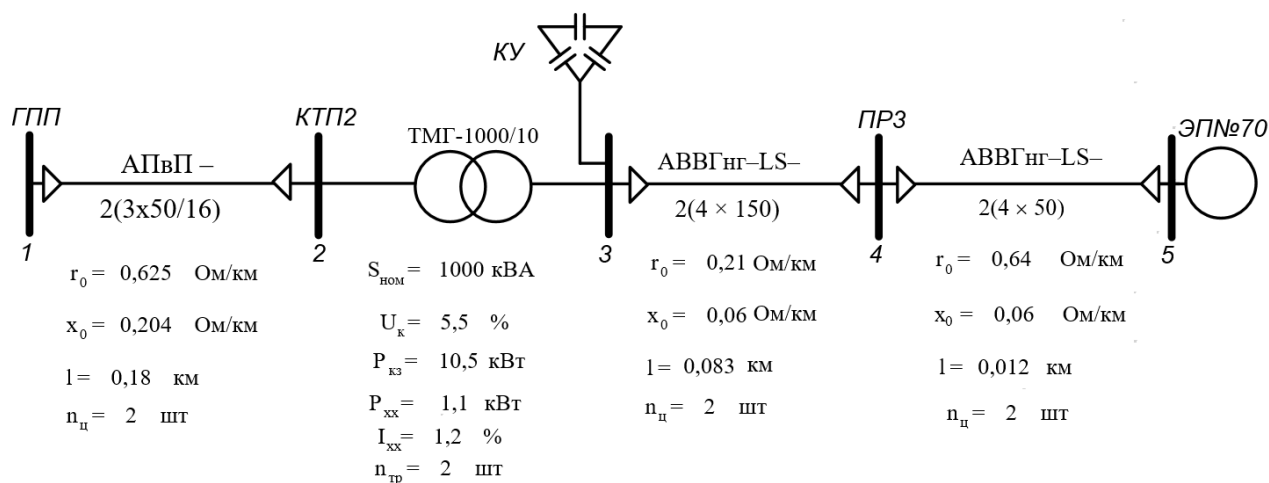


Рисунок 4.2 – Расчетная схема

Расчет максимального режима

Расчет максимального режима характеризуется увеличением номинального напряжения на 5 % $U_1 = U_{\text{ном}} \cdot 1,05 = 10,5$ кВ.

1. Участок 1-2:

а) Сопротивление участка кабельной линии:

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,625 \cdot 0,18}{2} = 0,056 \text{ Ом},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,204 \cdot 0,18}{2} = 0,018 \text{ Ом}.$$

б) Потеря напряжения на участке:

$$P_{12} = P_{кпп2} + \Delta P_m = 1112,7 + 4,7 = 1117,4 \text{ кВт}$$

$$Q_{12} = Q_{кпп2} - Q_{кв} + \Delta Q_m = 1087,46 - 268 + 37,09 = 856,55 \text{ кВар}$$

$$U_{12\%} = \frac{(R_{12} \cdot P_{12} + X_{12} \cdot Q_{12})}{10 \cdot U_{ном}^2} = \frac{(0,056 \cdot 1117,4 + 0,018 \cdot 856,55)}{10 \cdot 10,5^2} = 0,071\%$$

$$U_{12} = U_{12\%} \cdot \frac{10,5 \cdot 10^3}{100} = 0,071 \cdot \frac{10,5 \cdot 10^3}{100} = 7,484 \text{ В},$$

$$U_2 = U_{ном} - U_{12} = 10500 - 7,484 = 10492,52 \text{ В}.$$

2. Участок 2-3:

а) Активная составляющая напряжения короткого замыкания:

$$U_a = \frac{P_{кз} \cdot 100\%}{S_{ном.тр}} = \frac{10,5 \cdot 100\%}{1000} = 1,05\%.$$

б) Реактивная составляющая напряжения короткого замыкания:

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,02^2} = 5,4\%.$$

в) Загрузка трансформатора:

$$\beta = \frac{\sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2}}{S_{ном.тр} \cdot n_{тр}} = \frac{\sqrt{1112,7^2 + 819,46^2}}{1000 \cdot 2} = 0,69.$$

г) Коэффициент мощности:

$$S_{23} = \sqrt{(P_{23})^2 + (Q_{23})^2} = \sqrt{(1112,7)^2 + (819,46)^2} = 1381,89 \text{ кВА},$$

$$\cos \varphi_{23} = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{1112,7}{1381,89} = 0,81,$$

$$\sin \varphi_{23} = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{819,46}{1381,89} = 0,59.$$

д) Потеря напряжения на участке:

$$\begin{aligned} \Delta U_{23\%} &= \beta_{тр} \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_{тр}^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2) = \\ &= 0,69 \cdot (1,05 \cdot 0,81 + 5,4 \cdot 0,59) + \frac{0,69^2}{200} \cdot (1,05 \cdot 0,59 - 5,4 \cdot 0,81) = 2,787\% \end{aligned}$$

$$\Delta U_{23} = \frac{\Delta U_{23\%} \cdot U_2}{100} = \frac{2,787 \cdot 10492,52}{100} = 292,46 \text{ В},$$

$$U_{2BH} = U_2 - \Delta U_{23} = 10492,52 - 292,46 = 10200,056 \text{ В},$$

$$U_{2HH} = U_3 = \frac{U_{2BH}}{k_T} = \frac{10200,056}{25} = 408,002 \text{ В},$$

$$k_T = \frac{U_{BH\text{ном}}}{U_{HH\text{ном}}} = \frac{10}{0,4} = 25.$$

3. Участок 3-4:

а) Сопротивление участка:

$$R_{34} = \frac{r_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,21 \cdot 0,083}{2} = 0,009 \text{ Ом},$$

$$X_{34} = \frac{x_{34} \cdot l_{34}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,06 \cdot 0,083}{2} = 0,002 \text{ Ом}.$$

б) Потеря напряжения на участке:

$$U_{34\%} = \frac{(R_{34} \cdot P_{34} + X_{34} \cdot Q_{34})}{10 \cdot U_3^2},$$

$$U_{34\%} = \frac{(0,009 \cdot 155,75 + 0,002 \cdot 133,07)}{10 \cdot (408,002 \cdot 10^{-3})^2} = 1,014\%,$$

$$U_{34} = U_{34\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 1,014 \cdot \frac{408,002}{100} = 4,139 \text{ В},$$

$$U_4 = U_3 - U_{34} = 408,002 - 4,139 = 403,863 \text{ В}.$$

4. Участок 4-5:

а) Сопротивление участка ПРЗ – ЭП:

$$R_{45} = \frac{r_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,64 \cdot 0,012}{2} = 0,004 \text{ Ом},$$

$$X_{45} = \frac{x_{45} \cdot l_{45}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,06 \cdot 0,012}{2} = 0,0004 \text{ Ом}.$$

б) Потеря напряжения на участке:

$$U_{45\%} = \frac{(R_{45} \cdot P_{45} + X_{45} \cdot Q_{45})}{10 \cdot U_4^2},$$

$$U_{45\%} = \frac{(0,004 \cdot 50 + 0,0004 \cdot 66,5)}{10 \cdot (403,863 \cdot 10^{-3})^2} = 0,132\%,$$

$$U_{45} = U_{45\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 0,132 \cdot \frac{403,863}{100} = 0,535 \text{ В},$$

$$U_5 = U_4 - U_{45} = 403,863 - 0,535 = 403,328 \text{ В}.$$

Для расчёта режима минимальной нагрузки необходимо по графикам нагрузки предприятия (рисунок 4.3) определить коэффициенты минимальной нагрузки по активной и реактивной мощности [4, рис. 1.1(ж)]. В соответствии с графиком минимальная активная мощность $0,36 \cdot P_{\max}$, минимальная реактивная мощность $0,56 \cdot Q_{\max}$. Нагрузка на участке 4-5 не изменяется, так как $P_{\min 3-4} > P_{\max 4-5}$, $Q_{\min 3-4} > Q_{\max 4-5}$. Напряжение на шинах ГПП равно номинальному.

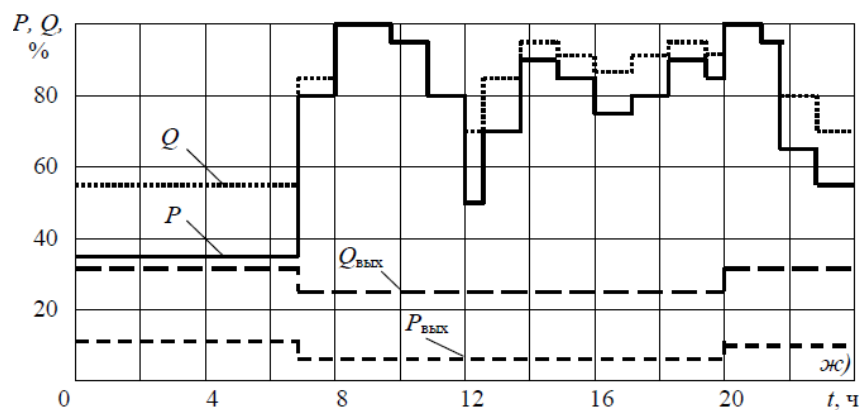


Рисунок 4.3 – График нагрузки

В качестве послеаварийного режима рассмотрим выход из строя одного трансформатора в цеховой подстанции, в связи с чем отключается одна из цепей, питающая данную подстанцию.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Расчётные данные для построения эпюр отклонения напряжений

Максимальный режим				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	1117,40	1112,70	155,75	50,00
Q_i , кВАр	856,55	819,46	133,07	66,50
R_i , Ом	0,056	-	0,009	0,004
X_i , Ом	0,018	-	0,002	0,0004
$\cos \varphi$	-	0,81	-	-
$\sin \varphi$	-	0,59	-	-
β_r	-	0,69	-	-
U_a , %	-	1,05	-	-
U_p , %	-	5,40	-	-

Продолжение таблицы 4.7

$\Delta U_i, \%$	0,071	2,787	1,014	0,132
$\Delta U_i, \text{В}$	7,484	292,460	4,139	0,535
$U_i, \text{В}$	10492,52	$\frac{10200,056}{408,002}$	403,863	403,328
Минимальный режим				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
$P_i, \text{кВт}$	402,26	400,57	56,07	50,00
$Q_i, \text{кВАр}$	479,67	458,90	74,52	66,50
$R_i, \text{Ом}$	0,056	-	0,009	0,004
$X_i, \text{Ом}$	0,018	-	0,002	0,0004
$\cos\varphi$	-	0,66	-	-
$\sin\varphi$	-	0,75	-	-
β_T	-	0,31	-	-
$U_a, \%$	-	1,05	-	-
$U_p, \%$	-	5,40	-	-
$\Delta U_i, \%$	0,031	1,448	0,434	0,14
$\Delta U_i, \text{В}$	3,143	144,732	1,711	0,550
$U_i, \text{В}$	9996,857	$\frac{9852,125}{394,085}$	392,374	391,824
Послеаварийный режим				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
$P_i, \text{кВт}$	1117,4	1112,7	155,75	50,00
$Q_i, \text{кВАр}$	856,55	819,46	133,07	66,50
$R_i, \text{Ом}$	0,113	-	0,009	0,004
$X_i, \text{Ом}$	0,037	-	0,002	0,0004
$\cos\varphi$	-	0,81	-	-
$\sin\varphi$	-	0,59	-	-
β_T	-	1,38	-	-
$U_a, \%$	-	1,05	-	-
$U_p, \%$	-	5,40	-	-
$\Delta U_i, \%$	0,143	5,560	1,076	0,141
$\Delta U_i, \text{В}$	14,968	582,644	4,263	0,551
$U_i, \text{В}$	10485,032	$\frac{9902,388}{396,096}$	391,832	391,281

Эпюры отклонения напряжений представлены на рисунке 4.4.

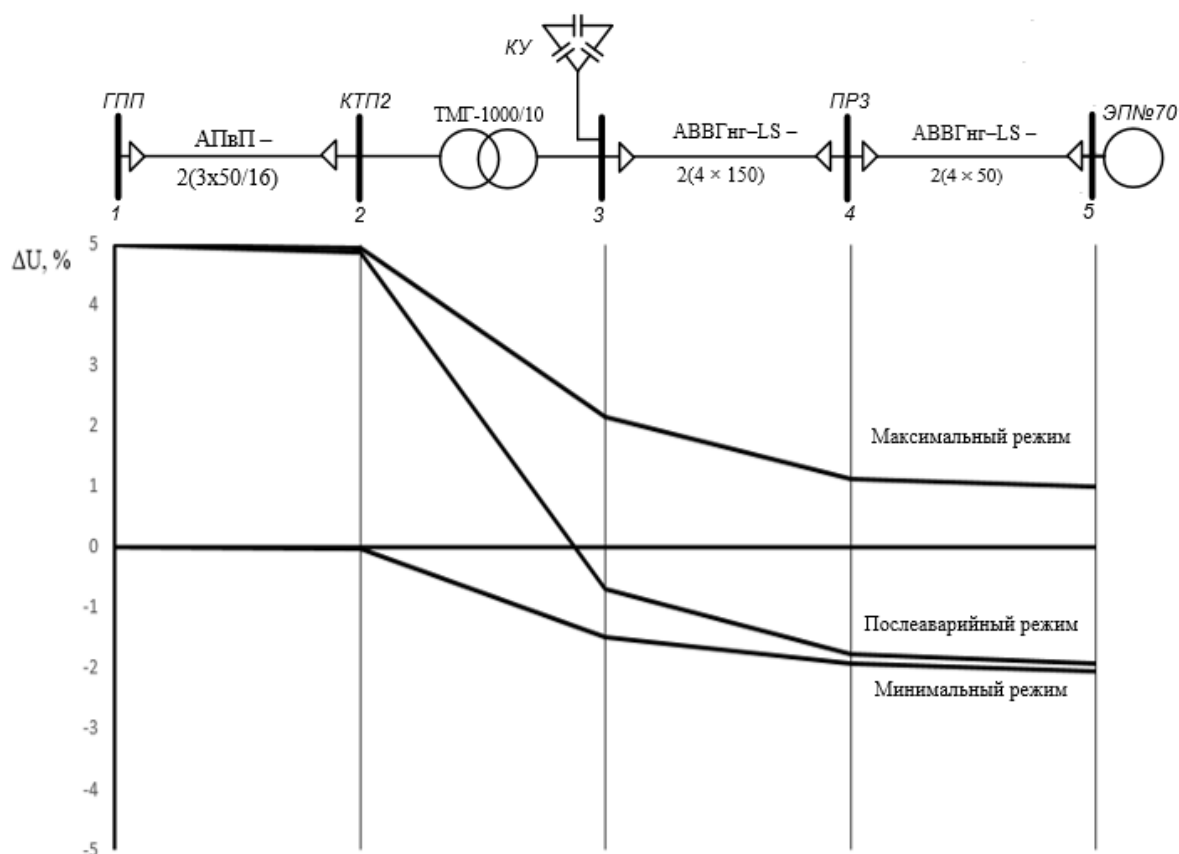


Рисунок 4.4 – Эпюры отклонения напряжений

Из эпюр отклонения напряжений видно, что потеря напряжения в линиях соответствует норме и принятые сечения пригодны для эксплуатации.

4.5 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В

Расчет короткого замыкания в сети до 1000 В имеет ряд особенностей:

- Напряжение на шинах в ходе КЗ можно считать неизменным
- Расчет осуществляется в именованных единицах
- Напряжение принимаем на 5% выше номинального, что соответствует максимальному режиму
- При расчете учитываются активные и индуктивные сопротивления всех элементов сети

Для расчета КЗ со ставим однолинейную схему от шин ГПП до наиболее мощного ЭП (рисунок 4.5) и схему замещения (рисунок 4.6).

Расчет токов КЗ ведем для участка КТП2 – ВРУ – ПРЗ – ЭП №70.

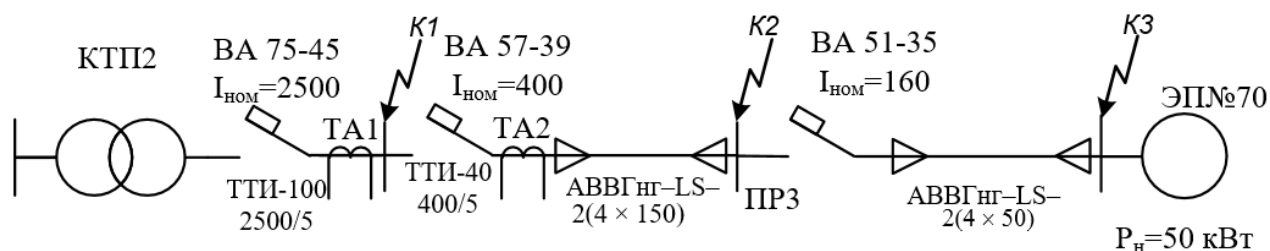


Рисунок 4.5 – Расчетная схема

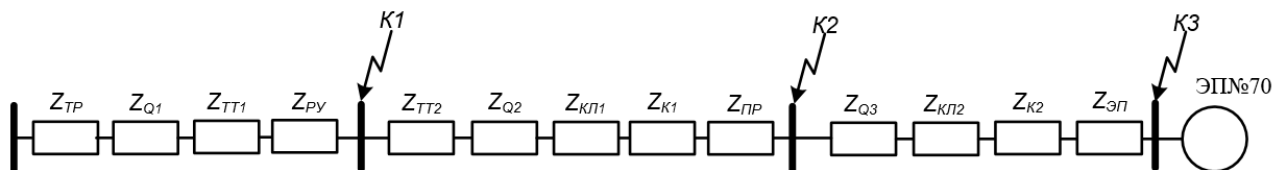


Рисунок 4.6 – Схема замещения

Сопротивление трансформатора ТМГ-1000/10:

$$R_{mp} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{10,5 \cdot 400^2}{1000^2} = 1,68 MOm,$$

$$Z_{mp} = \frac{u_{\kappa} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{5,5 \cdot 400^2}{100 \cdot 1000} = 8,8 MOm$$

$$X_{mp} = 8,64 MOm.$$

Сопротивления ступеней распределения складываются из переходного сопротивления распределительного устройства и переходного сопротивления неподвижных контактных соединений [5, стр. 243, табл. 7.2, стр. 244, табл. 7.4].

$$R_{\text{pv}} = 15 \text{ MOM}, R_{\text{np}} = 20 \text{ MOM}, R_{\text{эп}} = 30 \text{ MOM},$$

$$R_{\kappa 1} = 0,021 \text{ M O M}, R_{\kappa 2} = 0,043 \text{ M O M}.$$

Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальных токах больше 1000 А не учитываются, поэтому, сопротивление автомата Q1 не учитываем. Сопротивления автоматических выключателей складывается из сопротивления расцепителя и переходного сопротивления контактов [5, стр. 244, табл. 7.3]:

$$Z_{Q2} = \sqrt{(R_{\text{pacH},Q2} + R_{\text{kQ2}})^2 + X_{\text{pacH},Q2}^2} = \sqrt{(0,15 + 0,4)^2 + 0,17^2} = 0,58 \text{ МОМ},$$

$$Z_{Q3} = \sqrt{(R_{\text{pacH.Q3}} + R_{\text{кQ3}})^2 + X_{\text{pacH.Q3}}^2} = \sqrt{(0,7 + 0,7)^2 + 0,7^2} = 1,57 \text{ МОМ}.$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации $\geq 1000/5$ не учитывается [5, стр. 157, табл. 7.2]:

$$R_{TT2} = 0,11 \text{ мОм} \quad X_{TT2} = 0,17 \text{ мОм}.$$

Сопротивление КЛ1:

$$R_{KL1} = \frac{r_0 \cdot L}{n_y} = \frac{0,21 \cdot 0,083 \cdot 10^3}{2} = 8 \text{ мОм},$$

$$X_{KL1} = \frac{x_0 \cdot L}{n_y} = \frac{0,06 \cdot 0,083 \cdot 10^3}{2} = 2 \text{ мОм}.$$

Сопротивление КЛ2:

$$R_{KL2} = \frac{r_0 \cdot L}{n_y} = \frac{0,64 \cdot 0,012 \cdot 10^3}{2} = 4 \text{ мОм},$$

$$X_{KL2} = \frac{x_0 \cdot L}{n_y} = \frac{0,06 \cdot 0,012 \cdot 10^3}{2} = 0,4 \text{ мОм}.$$

Пример расчета тока короткого замыкания в точке К1:

1. Полное активное сопротивление до точки К1:

$$R_{к1} = R_{тр} + R_{py} = 1,68 + 15 = 16,68 \text{ мОм}.$$

2. Полное реактивное сопротивление до точки К1:

$$X_{к1} = X_{тр} = 8,64 = 8,64 \text{ мОм}.$$

3. Ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{к1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{16,68^2 + 8,64^2}} = 12,294 \text{ кА}.$$

3. Постоянная времени:

$$T_{a1} = \frac{X_{к1}}{\omega \cdot R_{к1}} = \frac{8,64}{2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 16,68} = 1,65 \cdot 10^{-3} \text{ с}.$$

4. Ударный коэффициент:

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{0,01}{1,65 \cdot 10^{-3}}} = 1,002.$$

5. Ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{к1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,002 \cdot 12,294 = 17,43 \text{ кА}.$$

Аналогичные расчеты проведем для остальных точек и сведем значения в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{Σ} , МОм	$k_{уд}$	T_a , с	I_k , кА	$i_{уд}$, кА
K1	18,78	1,002	0,00165	12,29	17,43
K2	46,57	1	0,00077	4,96	7,01
K3	81,60	1	0,00048	2,83	4,00

4.6 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строиться в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- номинальный и пусковой токи электроприёмника;
- расчётный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- расчётный и пиковый ток вводного распределительного устройства;
- расчётный и пиковый ток подстанции;
- характеристики защитных аппаратов;
- значения токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности сведены в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Данные для построения карты селективности

Узел нагрузки	КТП2	ПР11	ЭП№68
Расчетный ток I_p , А	2127,08	206,98	–
Пиковый ток $I_{пик}$, А	2626,09	705,99	–
Номинальный ток $I_{ном}$, А	–	-	105,05
Пусковой ток $I_{пуск}$, А	–	-	525,27
Ток КЗ I_k , А	12294	3255	2156
Тип аппарата	ВА75-45	ВА57-35	ВА51-35
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном,расц}$, А	2500	250	125
– при КЗ $I_{кз}$, А	5000	1500	1000
Условия срабатывания по времени, с	0,20	0,05	0,02

Карта селективности представлена на рисунке 4.7.

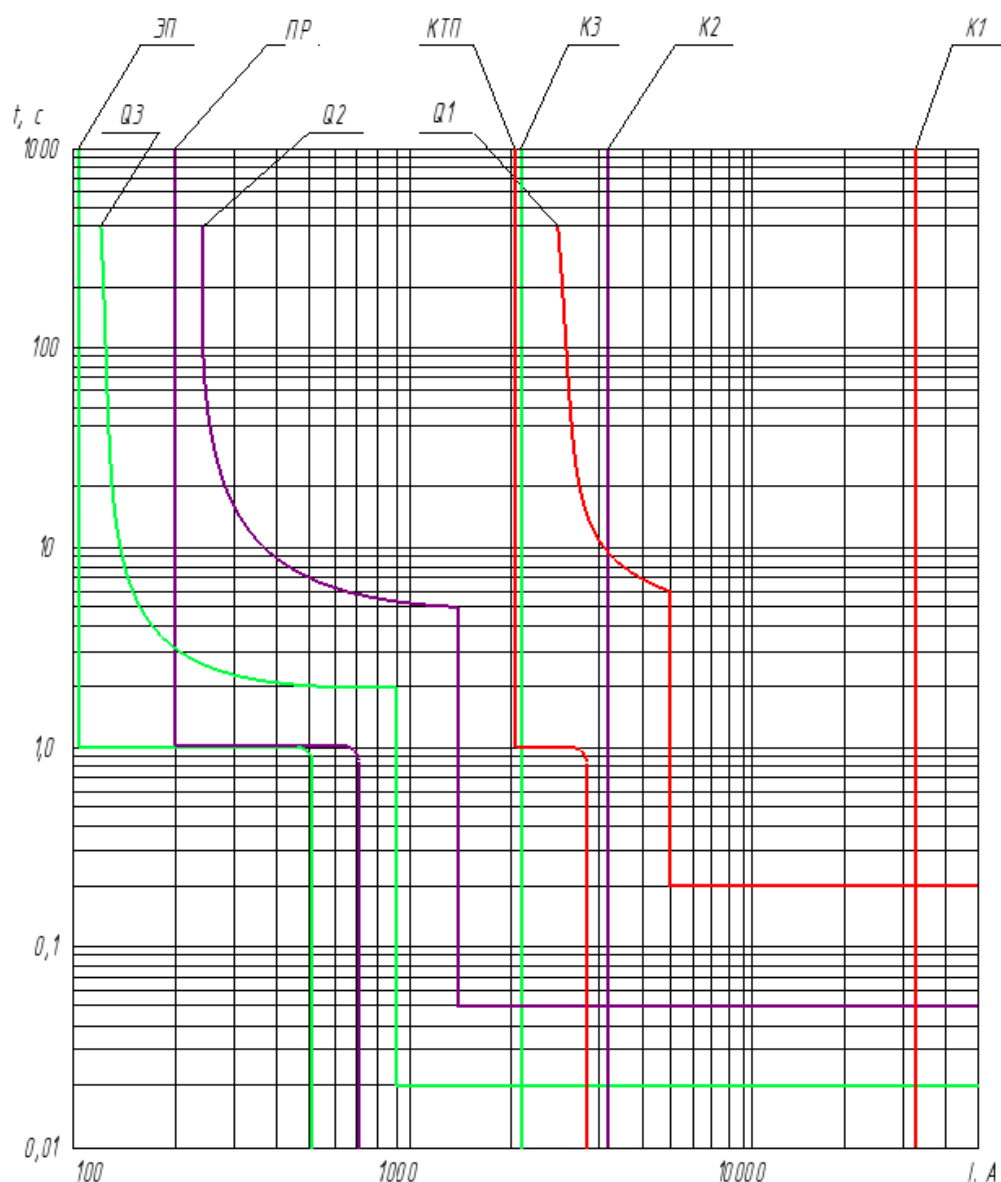


Рисунок 4.7 – Карта селективности действия аппаратов защиты

4.7 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ

Обеспечение отключения аппаратами защиты токов трехфазного КЗ не является гарантией отключения однофазного КЗ, по той причине, что токи однофазного короткого замыкания могут быть в несколько раз меньше токов трехфазного КЗ. В сети напряжения 0,4 кВ необходимо быстрое отключение повреждения. Это достигается высокой проводимостью петли фаза ноль.

Для расчета КЗ составим однолинейную схему от шин ГПП до наиболее мощного ЭП (рисунок 4.8).

Расчет токов КЗ ведем для участка КТП2 – ПР3 – ЭП №70.

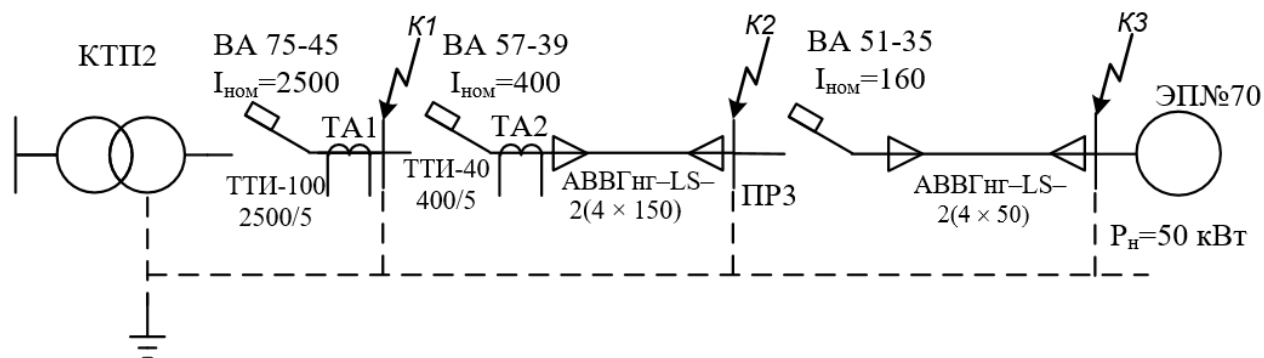


Рисунок 4.8 – Расчетная схема

Сопротивление трансформатора току однофазного замыкания на корпус [5, стр. 159, табл. 7.4]:

$$Z_{\text{тр}}^{(1)} = 9 \text{ мОм.}$$

Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальных токах больше 1000 А не учитываются, поэтому, сопротивление автомата Q1 не учитываем. Сопротивления автоматических выключателей складывается из сопротивления расцепителя и переходного сопротивления контактов [5, стр. 244, табл. 7.3]:

$$Z_{Q2} = \sqrt{(R_{\text{расц.}Q2} + R_{\text{к}Q2})^2 + X_{\text{расц.}Q2}^2} = \sqrt{(0,15 + 0,4)^2 + 0,17^2} = 0,58 \text{ мОм,}$$

$$Z_{Q3} = \sqrt{(R_{\text{расц.}Q3} + R_{\text{к}Q3})^2 + X_{\text{расц.}Q3}^2} = \sqrt{(0,7 + 0,7)^2 + 0,7^2} = 1,57 \text{ мОм.}$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации $\geq 1000/5$ не учитывается [5, стр. 157, табл. 7.2]:

$$R_{\text{ТТ}2} = 0,11 \text{ мОм} \quad X_{\text{ТТ}2} = 0,17 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ1:

1) активное сопротивление основных проводников:

$$R_{\text{КЛ}1} = \frac{r_0 \cdot L}{n_y} = \frac{0,21 \cdot 0,083 \cdot 10^3}{2} = 8 \text{ мОм,}$$

2) активное сопротивление нулевого проводника:

$$R_{\text{нКЛ}1} = \frac{r_n \cdot L}{n_y} = \frac{0,21 \cdot 0,083 \cdot 10^3}{2} = 8 \text{ мОм.}$$

3) внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [5, стр. 159]:

$$X'_{KЛ1} = \frac{x' \cdot L}{n_y} = \frac{0,6 \cdot 0,083 \cdot 10^3}{2} = 24,9 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ2:

1) активное сопротивление основных проводников:

$$R_{KЛ2} = \frac{r_0 \cdot L}{n_y} = \frac{0,64 \cdot 0,012 \cdot 10^3}{2} = 4 \text{ мОм,}$$

2) активное сопротивление нулевого проводника:

$$R_{нKЛ2} = \frac{r_n \cdot L}{n_y} = \frac{0,64 \cdot 0,012 \cdot 10^3}{2} = 4 \text{ мОм.}$$

3) внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-ноль [5, стр. 159]:

$$X'_{KЛ2} = \frac{x' \cdot L}{n_y} = \frac{0,6 \cdot 0,012 \cdot 10^3}{2} = 3,6 \text{ мОм.}$$

Сопротивление дуги:

$$R_o = 30 \text{ мОм.}$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1:

1) Сопротивление петли фаза ноль до точки К1:

$$Z_n = \sqrt{(R_o)^2} = 30 \text{ мОм.}$$

2) Ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_\phi}{Z_{mp}^{(1)} + Z_n} = \frac{230}{9 + 30} = 5,897 \text{ кА.}$$

3) Проверка условия:

$$I_{K1}^{(1)} = 5,897 \text{ кА} > 1,25 \cdot I_{ном.расц} = 1,25 \cdot 2,5 = 3,125 \text{ кА,}$$

следовательно, в случае однофазного КЗ в точке К1 автомат, защищающий отходящую линию на КТП, должен безотказно сработать.

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_Σ , мОм	I_K , кА	$1,25 \cdot I_{ном.расц}$, кА
К1	30,00	5,90	3,125
К2	52,96	3,71	0,50
К3	63,28	3,18	0,20

Таким образом, расчет показал, что выбранные автоматические выключатели чувствительны к однофазному короткому замыканию.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель дипломной работы: проектирование электроснабжения механического завода с детальным рассмотрением штамповочного цеха.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является подтверждение целесообразности разработки технического проекта электроснабжения Оренбургского механического завода, согласно всем нынешним требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- оценить коммерческий потенциал и перспективность проведения научных исследований;
- провести SWOT-анализ для выявления сильных и слабых сторон проекта;
- произвести планирование научно-исследовательских работ;
- определить бюджет научного проекта;
- определить ресурсоэффективность проекта.

5.1 Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Анализ потенциальных потребителей

Для проведения анализа потребителей результатов исследования необходимо провести сегментирование целевого рынка.

Целевой рынок – это те сегменты рынка, где в дальнейшем будет продаваться разработка. Сегменты рынка – это часть рынка или группы потребителей, выделенные по определенным общим признакам. Сегментирование рынка – разделение потребителей на группы, для каждой из которых может продаваться определенный товар.

Согласно графикам электрических нагрузок, предприятия подразделяют следующим образом:

- Односменные (1500-2500 ч – число часов использования максимума нагрузки);
- Двухсменные (3500-4500 ч);
- Трёхсменные (5000-7000 ч).

Также правила устройства электроустановок выделяют три категории надежности электроприемников.

По установленной мощности предприятия делятся на: малые (до 5 МВА); средние (5÷75 МВА); большие (свыше 75 МВА).

Напряжение классифицируют на: высокое (свыше 110 кВ); среднее (свыше 1 кВ); низкое (до 1 кВ).

Для построения карты сегментирования рынка (таблица 5.1) выберем два наиболее значимых критерия: установленная мощность предприятия и категория потребителя по надежности электроснабжения.

Таблица 5.1 – Карта сегментирования рынка проектирования систем

	1 категория	2 категория	3 категория
Большие	Р	С	М
Средние	Р, С	Р, М, С	М, С
Малые	Р, С	Р, М, С	Р, М, С

В данной таблице: Р = радиальная, М = магистральная, С = смешанная схемы электроснабжения.

Радиальная схема обеспечивает наибольшую надёжность по сравнению с магистральной, поэтому её применение возможно для электроснабжения потребителей 1 категории. Для средних и малых предприятий смешанная схема так же обеспечивает достаточную надёжность электроснабжения, как и радиальная.

Для больших и средних потребителей 2 и 3 категорий возможно применение магистральной схемы.

Технологические особенности штамповочного цеха диктуют необходимость применения именно радиальной схемы, т.к. электроприемники не связаны единым технологическим процессом, а значит необходимо обеспечить бесперебойное питание станков, независимо от работы других.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

На первом этапе необходимо произвести анализ конкурентных технических решений, которые могут быть приняты при проектировании схемы электроснабжения цеха завода. Такой анализ сможет помочь внести изменения в текущий проект для достижения его конкурентоспособности. Анализ будем проводить с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью сравнительной оценочной карты. Для этого будем проводить сравнение возможных вариантов схем электроснабжения цеховых сетей систем 3-х фазного тока напряжением до 1000 В:

- 1) Радиальная схема;
- 2) Магистральная схема;
- 3) Смешанная схема.

Итогом данного сравнения будет выявление наиболее конкурентоспособной схемы электроснабжения, которая будет отвечать требованиям надежности, безопасности, ресурсосбережения, оптимальной цены и качества.

Анализ конкурентоспособности схем электроснабжения будет определяться по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях ед.);

B_i – балл i -показателя.

Оценочная карта сравнения конкурентных решений приведена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бр	Бм	Бс	Кр	Км	Кс
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Энергоэкономичность (минимум потерь)	0,10	3	5	3	0,30	0,50	0,30
2.Надежность	0,20	5	2	4	1,00	0,40	0,80
3.Безопасность	0,10	5	3	4	0,50	0,30	0,40
4.Простота эксплуатации	0,15	5	4	4	0,75	0,60	0,60
5.Ремонтопригодность	0,10	5	4	4	0,50	0,40	0,40
6.Уровень материалоемкости	0,05	3	5	4	0,15	0,25	0,20
Экономические критерии оценки эффективности							
1.Цена установки	0,05	2	4	3	0,20	0,40	0,30
2.Затраты на монтаж схемы	0,15	3	5	4	0,30	0,50	0,40
3.Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	5	3	4	0,50	0,30	0,40
Итого	1,00	36	36	34	4,20	3,65	3,80

Согласно результатам анализа радиальная схема электроснабжения цеха получила наивысший балл по сравнению с другими конкурентными техническими решениями ($K_p = 4,2$). Данная схема обеспечивает должную надежность электроснабжения, безопасность в эксплуатации и высокую ремонтпригодность. Дальнейший анализ и расчёт будет применён только к данной схеме.

5.1.3 Технология QuaD

Данная методика представляет собой инструмент, описывающий качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющий принимать решение о целесообразности инвестирования денежных средств НТИ.

Принцип технологии основан на нахождении средневзвешенной величины показателей: коммерческого потенциала разработки и качества разработки.

Каждый критерий выбранной схемы электроснабжения цеха оценивается экспертным путем по столбальной шкале. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD представлена в таблицах 5.3-5.5 и определяется: $\Pi_{\text{ср}} = B_i \cdot V_i$, где V_i – вес показателя (в долях ед.); B_i – относительное значение i -показателя.

Таблица 5.3 – QuaD оценка радиальной схемы

Критерий	Вес	Балл	Макс. балл	Отн. значение	Ср.взв значение
Показатели оценки качества разработки					
Энергоэффективность	0,15	60	100	0,6	0,09
Надежность	0,2	100	100	1	0,2
Унифицированность	0,05	100	100	1	0,05
Простота монтажа	0,15	60	100	0,6	0,09
Безопасность	0,1	100	100	1	0,1
Расход материалов	0,05	30	100	0,3	0,015
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Конкурентоспособность	0,1	85	100	0,85	0,085
Перспективность	0,1	85	100	0,85	0,085
Цена	0,1	60	100	0,6	0,06
Итого	1	680		6,8	0,775

Таблица 5.4 – QuaD оценка магистральной схемы

Критерий	Вес	Балл	Макс. балл	Отн. значение	Ср.взв значение
Показатели оценки качества разработки					
Энергоэффективность	0,15	80	100	0,8	0,12
Надежность	0,2	60	100	0,6	0,12
Унифицированность	0,05	70	100	0,7	0,035
Простота монтажа	0,15	100	100	1	0,15
Безопасность	0,1	60	100	0,6	0,06
Расход материалов	0,05	90	100	0,9	0,045
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Конкурентоспособность	0,1	80	100	0,8	0,08
Перспективность	0,1	80	100	0,8	0,08
Цена	0,1	80	100	0,8	0,08
Итого	1	700		7	0,77

Таблица 5.5 – QuaD оценка смешанной схемы

Критерий	Вес	Балл	Макс. балл	Отн. значение	Ср.взв значение
Показатели оценки качества разработки					
Энергоэффективность	0,15	80	100	0,8	0,12
Надежность	0,2	70	100	0,7	0,14
Унифицированность	0,05	70	100	0,7	0,035
Простота монтажа	0,15	50	100	0,5	0,075
Безопасность	0,1	90	100	0,9	0,09
Расход материалов	0,05	50	100	0,5	0,025
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
Конкурентоспособность	0,1	70	100	0,7	0,07
Перспективность	0,1	70	100	0,7	0,07
Цена	0,1	50	100	0,5	0,05
Итого	1	600		6	0,675

При переводе итогового средневзвешенного значения в процентные значение получаем, что выбранная схема обладает перспективностью выше среднего (77,5 балла). Следование инвестирование средств в НТИ для данного варианта схемы целесообразно.

5.1.4 SWOT – анализ

На данном этапе необходимо произвести SWOT-анализ проекта спирального цеха завода, в котором используется радиальная схема электроснабжения. С помощью SWOT-анализа будут определены:

- Сильные стороны радиальной схемы, которые характеризуют конкурентоспособную сторону проекта;
- Слабые стороны – это недостаток и уязвимость технического решения, которые препятствуют его конкурентоспособности по сравнению с другими схемами электроснабжения;
- Возможности, включающие в себя благоприятную возможную ситуацию в настоящем или будущем;
- Угрозы проекта, представляющие любую нежелательную тенденцию, которая может угрожать конкурентоспособности в настоящем или будущем.

SWOT-анализ будем проводить с помощью таблицы матрицы, в которой представлены слабые и сильные стороны проекта, возможности и угрозы (таблица 5.6).

1 этап. Описание сильных и слабых стороны проекта, выявление возможностей и угроз.

Таблица 5.6 – матрица SWOT

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Высокая надежность электроснабжения</p> <p>С2. Обеспечение высокой степени селективности</p> <p>С3. Удобство эксплуатации</p> <p>С4. Гибкость системы</p> <p>С5. Значительная ремонтпригодность</p> <p>С6. Актуальность проекта</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Относительно высокая стоимость электротехнического оборудования</p> <p>Сл2. Относительно низкая мобильность</p> <p>Сл3. Нехватка квалифицированных производственных кадров для реализации проекта</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Возможность сотрудничества с зарубежными энергетическими компаниями</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Оперативное решение производственных и технических вопросов</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Несвоевременное и в недостаточном объеме финансирование со стороны государственного бюджета.</p> <p>У2. Угрозы выхода из строя электротехнического оборудования</p> <p>У3. Высокий уровень развития конкуренции в технологии производства.</p>		

2 этап. Выявление соответствия сильных и слабых сторон НИР внешним условиям. Это необходимо для выявления степени необходимости проведения

стратегических изменений. Необходимо построить интерактивные матрицы проекта, они приведены в таблицах 5.7-5.10.

Таблица 5.7 – Интерактивная матрица сильных сторон и возможностей проекта

Сильные стороны проекта							
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	B1	0	0	+	0	+	+
	B2	+	0	+	0	0	0
	B3	0	+	+	+	+	0

Из анализа интерактивной матрицы SWOT можно заметить корреляцию сильных сторон и возможностей B1C3C5C6, B2C1C3, B3C2C3C4C5.

Таблица 5.8 – Интерактивная матрица слабых сторон и возможностей проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	0	-
	B2	-	0	-
	B3	-	+	+

Из анализа интерактивной матрицы SWOT можно заметить корреляцию слабых сторон и возможностей B3Сл2Сл3.

Таблица 5.9 – Интерактивная матрица сильных сторон и угроз проекта

Сильные стороны проекта							
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5	C6
	У1	-	-	-	-	-	+
	У2	+	+	+	-	+	-
	У3	-	-	-	-	-	+

Из анализа интерактивной матрицы SWOT можно заметить корреляцию сильных сторон и угроз У1С6, У2С1С2С3С5, У3С6.

Таблица 5.10 – Интерактивная матрица слабых сторон и угроз проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	+
	У2	+	-	+
	У3	-	-	-

Из анализа интерактивной матрицы SWOT можно заметить корреляцию слабых сторон и угроз У1Сл1Сл3, У2Сл1Сл3.

3 этап. Составление итоговой матрицы SWOT-анализа, которая приведена в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Высокая надежность электроснабжения</p> <p>С2. Обеспечение высокой степени селективности</p> <p>С3. Удобство эксплуатации</p> <p>С4. Гибкость системы</p> <p>С5. Значительная ремонтпригодность</p> <p>С6. Актуальность проекта</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Относительно высокая стоимость электротехнического оборудования</p> <p>Сл2. Относительно низкая мобильность</p> <p>Сл3. Нехватка квалифицированных производственных кадров для реализации проекта</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Возможность сотрудничества с зарубежными энергетическими компаниями</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт</p> <p>В3. Оперативное решение производственных и технических вопросов</p>	<p>-Возможность наладить партнерские отношения с ведущими энергетическими компаниями.</p> <p>-При наличии вышеперечисленных достоинств имеется большой потенциал для получения оборудования с высокими эксплуатационными характеристиками.</p> <p>-Возможность оперативно решать производственные и технические вопросы может способствовать росту количества потребителей, т.к. будет обеспечиваться их надежное и качественное электроснабжение.</p>	<p>-Необходимо повышение квалификации персонала и его числа.</p>

Продолжение таблицы 5.11

Угрозы: У1. Несвоевременное и в недостаточном объеме финансирование со стороны государственного бюджета. У2. Угрозы выхода из строя электротехнического оборудования У3. Высокий уровень развития конкуренции в технологии производства.	-Необходимость повышения квалификации персонала т.к. тема актуальна и есть современное оборудование. -Возможность привлечения сторонних организаций -Высокая конкуренция способствует повышению экономичности и энергоэффективности технологии.	-Отказ от проекта -Импорт нового оборудования будет требовать больших затрат
---	---	---

В результате проведенного анализа можно сделать вывод, что в данном НИП отсутствуют слабые стороны, способные привести к значительным внешним угрозам.

Из анализа видно, что потенциальных сильных сторон у проекта больше, чем слабых, следовательно, радиальная схема имеет большие шансы конкурировать с остальными схемами. Радиальная схема питания, по сравнению с магистральной, применяется чаще, так как обеспечивает более высокую надежность электроснабжения, гарантирует удобство эксплуатации и имеет большой срок эксплуатации. При коротких замыканиях прекращают работу один или несколько ЭП, подключенных к поврежденной линии, остальные продолжают работать, что по сравнению с магистральной схемой является огромным плюсом.

5.2 Планирование научно-исследовательских работ

5.2.1 Структура работы в рамках научного исследования

Планирование комплекса работ отражено в таблице 5.12 и будет происходить в таком порядке:

- Определение этапов и содержания работы;
- Определение исполнителей на каждую работу;
- Установление необходимой продолжительности работы;
- Построение графика Ганта проведения работ.

Таблица 5.12 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания (схемы проектирования)	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Изучение и подбор необходимых материалов, составление примерного плана работ	Ассистент
	3	Выбор направления изучения задач	Руководитель
	4	Календарное планирование работ по данной теме	Руководитель
Теоретические исследования (расчеты)	5	Выбор схемы электроснабжения. Расчет электрических нагрузок по цехам и заводу.	Ассистент
	6	Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторов и трансформаторов ГПП	Ассистент
	7	Выбор и проверка внутризаводских линий. Расчет токов КЗ выше 1000 В, проверка внутризаводских линий по токам КЗ.	Ассистент
	8	Выбор и проверка высоковольтного оборудования	Ассистент
	9	Выбор распределительных пунктов ниже 1000 В. Выбор и проверка аппаратов защиты и сечений линий.	Ассистент
	10	Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения	Ассистент
	11	Расчет токов КЗ до 1000 В	Ассистент
	12	Построение карты селективности действия аппаратов защиты	Ассистент
Обобщение и оценка результатов	13	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Разработка технической документации	14	Оценка надежности полученных результатов	Руководитель
	15	Разработка принципиальной схемы электроснабжения	Ассистент
Оформление отчёта по проекту	16	Составление пояснительной записки по проекту	Ассистент

Превалирующее большинство этапов выполняются ассистентом под руководством руководителя, который осуществляет приём-контроль этапов и совместную инженером оценку правильности выполнения или иных вопросов, возникающих в процессе исследования или в плане выбранных конфигураций или решений.

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение трудоемкости работ руководителя и ассистента является важным этапом, позволяющий определить трудоемкость выполняемой работы, трудовые затраты на которую является значительной частью, учитываемой в конечной стоимости разработки.

Для определения ожидаемого значения трудоемкости используется формула:

$$t_{ожи} = \frac{3 \cdot t_{мини} \cdot 2 \cdot t_{маxi}}{5},$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -й работы, чел/дн; $t_{мини}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения i -й работы, чел/дн; $t_{маxi}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения i -й работы, чел/дн.

Из ожидаемой трудоемкости работ необходимо определить продолжительность каждой работы в рабочих днях, которая учитывает выполнение работы несколькими участниками:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность работы, раб.дн; $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -й работы, чел/дн; $Ч_i$ – число исполнителей, выполняющих одну работу одновременно, чел.

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

График проекта удобно представить в формате диаграммы Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. (таблица 5.14)

Продолжительность работы в календарных днях определяется:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность работы, календ.дн; T_{pi} – продолжительность работы, раб.дн; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Пример для работы «Изучение и подбор необходимых материалов, составление примерного плана работ»:

1. Ожидаемое значение трудоемкости:

$$t_{\text{ож2}} = \frac{3 \cdot 4 + 2 \cdot 5}{5} = 4,4 \approx 4 \text{ чел/дн};$$

2. Продолжительность в рабочих днях:

$$T_{p2} = \frac{4}{1} = 4 \text{ раб.дн};$$

3. Коэффициент календарности:

– для ассистента по пятидневной рабочей неделе:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,477;$$

– для руководителя с шестидневной рабочей неделей:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,2207;$$

4. Продолжительность работы в календарных днях:

$$T_{k1} = 4 \cdot 1,477 = 5,91 \approx 6 \text{ кал.дней}.$$

Аналогичные операции проведем для остальных работ, результаты расчетов сведены в таблицу 5.13.

Таблица 5.13 – Временные показатели проведения научного исследования

№	Название работы	Исполнитель	Трудоёмкость работ			Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
			t_{min} , чел/дни	t_{max} , чел/дни	$t_{ож}$, чел/дни		
1	Составление и утверждение технического задания (схемы проектирования)	Руководитель	7	9	8	8	10
2	Изучение и подбор необходимых материалов, составление примерного плана работ	Ассистент	4	5	4	4	6
3	Выбор направления изучения задач	Руководитель	3	4	3	3	4
4	Календарное планирование работ по данной теме	Руководитель	1	2	1	1	1
5	Выбор схемы электроснабжения. Расчет электрических нагрузок по цехам и заводу.	Ассистент	3	4	3	3	4
6	Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторов и трансформаторов ГПП	Ассистент	6	8	7	7	10
7	Выбор и проверка внутризаводских линий. Расчет токов КЗ выше 1000 В, проверка внутризаводский линий по токам КЗ.	Ассистент	7	9	8	8	12
8	Выбор и проверка высоковольтного оборудования	Ассистент	3	4	3	3	4

Продолжение таблицы 5.13

9	Выбор распределительных пунктов ниже 1000 В. Выбор и проверка аппаратов защиты и сечений линий.	Ассистент	5	7	6	6	9
10	Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения	Ассистент	2	3	2	2	3
11	Расчет токов КЗ до 1000 В	Ассистент	2	3	2	2	3
12	Построение карты селективности действия аппаратов защиты	Ассистент	3	5	4	4	6
13	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	3	4	3	3	4
14	Оценка надежности полученных результатов	Руководитель	7	8	7	7	9
15	Разработка принципиальной схемы электроснабжения	Ассистент	7	9	8	8	12
16	Составление пояснительной записки по проекту	Ассистент	7	9	8	8	12

Таблица 5.14 - Диаграмма Ганта

[illegible]

На основе данных графика можно сделать вывод, что продолжительность работ по проектированию системы электроснабжения займет 11 декад. Начало разработки проекта придется на вторую декаду февраля и закончится третьей декадой мая.

Значение реальной продолжительности работ может быть как меньше (при благоприятных обстоятельствах) посчитанного значения, так и больше (при неблагоприятных обстоятельствах), так как трудоемкость носит вероятностный характер.

5.2.4 Бюджет научно-технического исследования

При формировании бюджета проекта необходимо полностью и достоверно отразить все виды расходов, которые связаны с его выполнением.

Используются следующие статьи затрат:

- Материальные;
- На специальное оборудование для научных работ;
- Основная заработная плата исполнителей;
- Дополнительная заработная плата;
- Отчисления во внебюджетные фонды;
- Накладные расходы.

1. Расчет затрат на специальное оборудование

Специальным оборудованием в ходе проектирования системы электроснабжения на стадии выполнения научного-технического задания является персональный компьютер.

Пример расчета амортизационных отчислений персонального компьютера:

1. Линейным способом, норма амортизационных отчислений составляет:

$$H_A = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{4} \cdot 100\% = 25\%,$$

где n – предполагаемая продолжительность работы оборудования в месяцах.

2. Амортизационные отчисления специального оборудования:

$$A_c = S \cdot \frac{H_A \cdot T_{\text{раб.дн}}}{100 \cdot 365} = 47000 \cdot \frac{25 \cdot 90}{100 \cdot 365} = 2897,26 \text{ руб.}$$

где S – стоимость персонального компьютера; $T_{\text{раб.дн}}$ – рабочие дни (дни использования персонального компьютера).

Результат расчетов приведен в таблице 5.15.

Таблица 5.15 – Затраты на специальное оборудование

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Амортизация, руб.
Персональный компьютер	ед	1	47000,00	2897,26

2. Заработная плата исполнителей

Заработная плата исполнителей включает в себя оплату труда руководителя и ассистента, участвующих в выполнении проекта.

Статья включает в себя сумму основной и дополнительной заработной платы:

$$З_{\text{зп}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}},$$

где $З_{\text{зп}}$ – суммарная заработная плата; $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата; $З_{\text{доп}}$ – дополнительная оплата труда (составляет 12-20% от $З_{\text{осн}}$). [26]

Основная заработная плата представляет собой:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.; $З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб./дн.

Среднедневная заработная плата:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_m \cdot M}{F_d},$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб./месяц; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года [26]:

- при отпуске в 28 раб. дня, $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб.дней.

Баланс рабочего времени работников, занятых в выполнении данного проекта сведен в таблицу 5.16

Таблица 5.16 – Баланс рабочего времени [27][28]

Показатели рабочего времени	Руководитель	Ассистент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные/праздничные	66	118
Потери рабочего времени - отпуск	56	28
- невыходы по болезни	14	10
Действительный годовой фонд рабочего времени	299	247

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p,$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб./месяц; $k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc}) [26]; k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска, как для северного района РФ).

Дополнительная заработная плата есть вознаграждение за труд сверх установленной нормы, за трудовые успехи и за особые условия труда:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принимаемый 0,12 [26].

Расчет заработной платы произведем на примере руководителя:

1. Месячный оклад руководителя:

$$Z_m = 31000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 60450 \text{ руб./месяц}$$

2. Среднедневная заработная плата руководителя:

$$З_{\text{дн}} = \frac{60450 \cdot 10,4}{299} = 2102,61 \text{ руб./день}$$

3. Основная заработная плата руководителя:

$$З_{\text{осн}} = 2102,61 \cdot 28 = 58873,08 \text{ руб.}$$

4. Дополнительная заработная плата руководителя:

$$З_{\text{доп}} = 0,12 \cdot 58873,08 = 7064,77 \text{ руб.}$$

5. Итоговая заработная плата руководителя:

$$З_{\text{зп}} = 58873,08 + 7064,77 = 65937,85 \text{ руб.}$$

Аналогичные расчеты произведем для ассистента. Результаты расчетов заработной платы сведем в таблицу 5.17.

Таблица 5.17 – Расчёт заработной платы

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, руб./месяц	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, руб./месяц	$З_{\text{дн}}$, руб./день	$T_{\text{р, раб. дн}}$	$З_{\text{осн}}$, руб.	$k_{\text{доп}}$	$З_{\text{доп}}$, руб	Итого, руб.
Руководитель	31000	0,3	0,2	1,3	60450	2102,61	28	58873,08	0,12	7064,77	65937,85
Ассистент	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1503,16	81	121755,96		14610,72	136366,68

3. Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды – обязательные страховые отчисления, установленные на законодательном уровне Российской Федерации нормами государственного социального страхования, пенсионного фонда, медицинского страхования.

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot З_{\text{зп}},$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, установленный на уровне 30,2% на основании ФЗ от 24.07.2009 №212-ФЗ [29].

Результаты расчетов отчислений сведем в таблицу 5.18.

Таблица 5.18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	$З_{зп}$, руб.	$k_{внеб}$	$З_{внеб}$, руб	Итого, руб.
Руководитель	65937,85	0,302	19913,23	85851,08
Ассистент	136366,68	0,302	41591,84	177958,52

4. Накладные расходы

Накладные расходы – все прочие затраты, которые не попали в предыдущие статьи расходов, учитываются прочими затратами организации.

$$З_{накл} = (З_{осн} + З_{доп} + З_{м} + З_{внеб} + А_{с}) \cdot k_{нр},$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равный 0,16.

Суммарные накладные расходы проекта:

$$З_{накл} = (180629,04 + 21675,49 + 309 + 60691,36 + 2897,26) \cdot 0,16 = 42592,34 \text{ руб.}$$

5. Формирование бюджета затрат научно-технического проекта

Раздел представляет собой итоговые затраты (таблица 5.19) на научно-технический проект по разработке системы электроснабжения штамповочного цеха механического завода.

Таблица 5.19 – Расчет бюджета затрат НИ

№	Наименование статьи	Сумма, руб.	% к итогу
1	Амортизация	2897,26	0,94
2	Затраты по основной заработной плате	180629,04	58,4
3	Затраты по дополнительной заработной плате	21675,49	7
4	Отчисления во внебюджетные фонды	61505,07	19,89
5	Накладные расходы	42592,34	13,77
Бюджет затрат проекта		309299,2	100

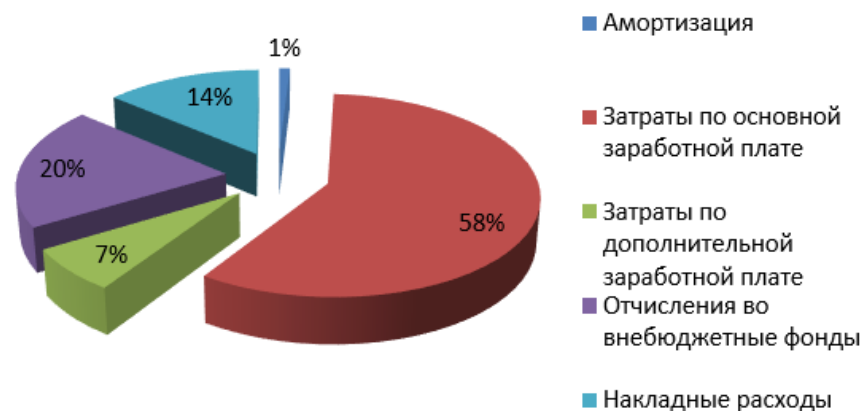


Рисунок 5.1 – Диаграмма бюджета

5.3 Оценка ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности произведем на основе интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности; a_i – весовой коэффициент i -го варианта; b_i – балльная оценка проекта.

Результаты расчета интегрального показателя ресурсоэффективности сведем в общую таблицу 5.20.

Таблица 5.20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии оценки	Весовой коэффициент, a_i	Балльная оценка, b_i		
		Р	М	С
1. Надежность	0,3	5	2	4
2. Безопасность	0,2	5	3	4
3. Простота эксплуатации	0,2	5	4	4
4. Ремонтопригодность	0,1	5	4	4
5. Уровень материалоемкости	0,1	3	5	4
6. Энергоэкономичность	0,1	3	5	3
Итого	1,0	4,6	3,4	3,9

Ресурсоэффективность:

$$I_{p-P} = 5 \cdot 0,3 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,1 = 4,6$$

$$I_{p-M} = 2 \cdot 0,3 + 3 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,1 = 3,4$$

$$I_{p-C} = 4 \cdot 0,3 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,1 = 3,9$$

При анализе конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения в качестве перспективной предварительно была выбрана радиальная схема электроснабжения.

Ресурсоэффективность радиальной схемы электроснабжения была подтверждена ($I_{p-p}=4,6$) с помощью расчета интегрального показателя ресурсоэффективности и сравнения его с другими схемами.

Таким образом, анализ конкурентных технических решений с учетом различных требований к схеме электроснабжения показал, что наиболее конкурентоспособной среди всех схем является радиальная схема.

С помощью SWOT-анализа была проанализирована радиальная сеть с точки зрения конкурентоспособности. В SWOT-анализе были оценены сильные, слабые стороны проекта, угрозы и возможности.

При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнители по типам работ, было произведено календарное планирование работ, при котором длительность работ составила 109 календарных дней. На основе рассчитанных данных была построена диаграмма Ганта.

Итоговые затраты на научно-исследовательский проект составили 309299,2, около 60% затрат приходится на выплату основной заработной платы исполнителям проекта.

Радиальная схема электроснабжения, применяемая при проектировании системы электроснабжения завода, обладает высокой конкурентоспособностью по сравнению с другими схемами. Проектируемый объект относится к II категории по надежности электроснабжения, питание объекта осуществляется от одной из действующих подстанций. Так как схема обеспечивает высокую надёжность, так как авария на одной линии не влияет на работу ЭП, подключенных к другой линии, то в соответствии с категорией надежности она нам подходит. Выполняется обычно проводами или кабелями. Может применяться в цехах с любой окружающей средой, для нас это не особо важно,

так как штамповочный цех имеют нормальную среду. Обеспечивает удобство автоматизации.

С практической точки зрения из данного раздела видно, что выбранная радиальная схема электроснабжения является наиболее выгодным вариантом, так как она помимо обеспечения надежности, безопасности системы электроснабжения, она удовлетворяет минимуму затрат как финансовых, так и трудовых ресурсов, что было описано и проанализировано в данном разделе.